

Masteroppgave for mastergraden i Samfunnsøkonomi

Effekten på totale CO₂- utslipp fra kraftsektoren i Nord- Europa av nye kraftkabler mellom Norge og kontinentet

Harald Martin Noorland

November 2007

**Økonomisk institutt
Universitetet i Oslo**

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet i samarbeid med Statnett SF. Det har vært en ypperlig mulighet for meg å lære mer om kraftmarkedet som jeg er meget takknemlig for.

Først og fremst vil jeg takke mine veiledere Torkel Bugten og Finn Førsund. Begge har delt sine betydelige kunnskaper med meg. Denne oppgaven hadde aldri sett dagens lys uten dem. Trond Arnljot Jensen i Statnett fortjener også en stor takk for å ha lært meg å bruke BID-modellen. Eventuelle feil og mangler i omgangen med modellen skyldes helt og holdent undertegnede selv.

Oslo, november 2007

Harald Martin Noorland

Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	4
2. Samspillet mellom det norske vannkraftsbaserte- og det termiske systemet.....	6
2.1 Norge.....	6
2.2 Det termiske markedet.....	8
2.3 Systemvirkninger av en ny kabel	11
2.3.1 Handel med utlandet	11
2.3.2 Priser.....	12
2.3.3 Produksjon	13
2.4 Miljøvirkninger	14
2.4.1 Endringer i marginal produksjonskapasitet på kort sikt	14
2.4.2 Endringer i kapasitetssammensetningen i langsiktig likevekt og marginal produksjonskapasitet på lang sikt	17
2.4.3 Endringer i tapene knyttet til overføring pga. endringer i handelsflyten på andre forbindelser	18
3. Mer om den prinsipielle tilnærmingen	20
3.1 Marginalkraft (teoretisk).....	20
3.2 Kort sikt.....	21
3.3 CO ₂ - utslipp fra marginalproduksjon på kort sikt	23
3.4 Marginalkapasitet på lang sikt.....	24
3.5 Oppsummert	24
3.5.1 Kortsiktig effekt(under en time)	24
3.5.2 Effekt på mellomlang sikt	25
3.5.3 Langsiktig effekt	25
4. Kort om modellen	26
4.1 Tilbud	27
4.2 Råvarepriser	28
4.3 Etterspørsel	29
4.4 Handel.....	30
4.5 Start- og stoppkostnader.....	30
5. Resultater: hovedscenarioet.....	32
5.1 Endringer i produksjon og totale CO ₂ - utslipp	32
5.1.1 Økt produksjon av kullkraft på bekostning av gasskraft.....	34
5.2 Handels-, produksjons- og prisendringene over døgnet som følge av kablene.....	36
5.2.1 Vinteren	36
5.2.2 Våren	37
5.2.3 Sommeren.....	38
5.2.4 Høsten	38
5.2.5 Totale produksjonsendringer	39
5.2.6 Priser.....	39
5.3 Oppsummering	39
5.3.1 Samfunnsøkonomisk tap som følge økte utslipp	40
6. Resultater: Kvotepreis	42
6.1 Endringer i produksjon og totale CO ₂ - utslipp	42

6.1.1 Mer konkurransedyktig gasskraft	43
6.2 Handels-, produksjons- og prisendringer	45
6.2.1 Handels- og produksjonsendringer	45
6.2.2 Priser.....	46
6.3 Hvorfor gir økte kvotepriser endringer i produksjonssammensetningen og totale CO ₂ - utslipp?.....	46
6.4 Oppsummering	46
7. Resultater: Enslige kabler.....	48
7.1 Scenario med kabel til Nederland	48
7.2 Scenario med 700 MW kabel til Tyskland	50
7.3 Diskusjon: Hvorfor har de enslige kablene så forskjellige utslag på totale CO ₂ - utslipp?	51
7.4 Oppsummering	52
8. Resultater: Tørrår og Våtår	53
8.1 Våt år.....	54
8.1.1 Kabel til Nederland	55
8.1.2 Kabel til Tyskland	55
8.1.3 Andre effekter	55
8.1.4 Oppsummering	56
8.2 Tørt år	56
8.2.1 Kabel til Nederland	57
8.2.2 Kabel til Tyskland	58
8.2.3 Oppsummering	58
9. Konklusjon	59
Litteraturliste	61

1. Innledning

I slutten av oktober 2007 forventes NorNed, den første kraftkabelen mellom Norge og kontinentet, å være klar til bruk. Kabelen vil, når den står ferdig, ha en kapasitet på 700 MW (Nord Pool, 2007). En slik handelsforbindelse til et annet land kan ha en rekke positive effekter for Norge som land. Eksempler på dette er handelsinntekter, økt forsyningssikkerhet og mindre prisvariasjon mellom år og sesonger (hvilket reduserer risikoen for feilaktige investeringsbeslutninger) osv. Disse effektene er diskutert i en rekke artikler, blant annet Statnett SF (2004a, 2004b, 2006) og ECON Analyse (2003)..

Det er derimot ikke gjort mange grundige analyser av klimaeffektene slike forbindelser vil kunne ha. Derfor prøver jeg i denne oppgaven å gi svar på hvilke konsekvenser ny overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet vil kunne ha på de totale CO₂- utslippene fra kraftsektoren i Nord- Europa. I første del av oppgaven prøver jeg å besvare dette spørsmålet ved å benytte meg av teoretiske resonnementer, i andre del benytter jeg meg av en økonomisk simuleringsmodell.

Jeg starter med å gi en oversikt over sentrale variable i det vannkraftsdominerte norske markedet og i Tyskland og Nederland som i oppgaven omtales som det termiske markedet, og analyserer hvordan de to markedene påvirkes når de knyttes sammen. Senere i samme kapittel skisseres hvilke effekter markedsendringene kan ha på de totale CO₂ - utslippene fra kraftmarkedet. I det påfølgende kapittelet forklares en del teoretiske begreper som er nødvendige for å forstå det relativt kompliserte samspillet mellom de ulike teknologiene i det norske vannkraftsbaserte- og termiske systemet, og deres ulike miljø- og markedsegenskaper.

I kapittel 4 beskriver jeg ECON BID 1.1 (2007) som er modellen jeg har brukt i mine simuleringer av det Nord- Europeiske kraftmarkedet. ECON BID 1.1 er en matematisk modell hvor kraftsektoren i en rekke land i Nord- Europa er modellert. Modellen er laget av konsultentselskapet ECON. Resultatene fra ECON BID kan tas ut i Excel eller Access i Office- pakken. I tillegg er det nødvendig å ha det matematiske programmet GAMS for å kjøre simuleringene.

Kapittel 5 og de neste tre brukes til å diskutere/analysere resultater fra modellkjøringene. I hovedscenarioet i kapittel 5 er overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet økt med 1400 MW (fordelt på to kabler på 700 MW, en til Nederland og en til Tyskland) i forhold til basisscenarioet som er basert på datasettet til Statnett for 2007. I kapittel 6 kjøres sensitivitetssimuleringer av modellen med kvoteprisen på CO₂. I det påfølgende kapittelet analyseres miljøeffektene av de enkelte kablene dersom bare en enkelt kabel hadde blitt bygd. I kapittel 8 ser jeg på hva økt overføringskapasitet tilsvarende den i hovedscenarioet betyr for miljøutslippene under våte og tørre år. Tilslutt i oppgaven gis det noen avsluttende bemerkninger og konklusjoner.

2. Samspillet mellom det norske vannkraftsbaserte- og det termiske systemet

Jeg begynner med å forklare sentrale trekk ved det norske vannkraftsbaserte området og det tyske og nederlandske, som jeg samlet vil omtale som det termiske markedet. Jeg har valgt å fokusere på Nederland og Tyskland ettersom disse landene er blant få aktuelle mottagerland for kraftkabler (en kabel til England kunne også vært aktuelt, men ettersom BID- modellen ikke inkluderer England, er markedet i England ikke beskrevet). Deretter diskuterer jeg effekten på sentrale økonomiske variabler i de to områdene av at det bygges en kabel som knytter Norge sammen med Tyskland\Nederland. I siste del av kapitlet ser jeg på hva dette kan bety for de totale CO₂- utslippene i Europa generelt. Norge har allerede overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Russland. En ny kabel mellom Norge og kontinentet vil også påvirke de landene som Norge allerede handler med.

Avsnitt 2.1 til og med 2.3 er hovedsaklig basert på Statnett SF (2004a). Ved bruk av andre kilder vil det bli referert til disse.

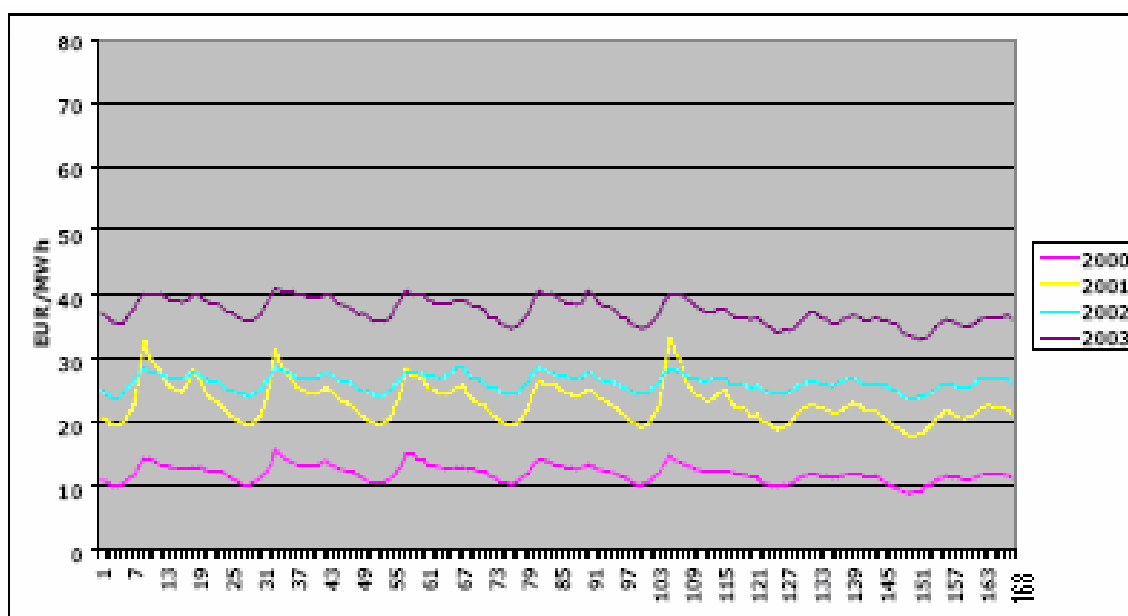
2.1 Norge

Norge har ikke noe eget marked for kraft, men utgjør en del av et felles kraftmarked med Sverige, Finland og Danmark. Handelen med kraft foregår på den felles kraftbørsen Nord Pool, og det er til enhver tid de produsentene som vil selge til lavest pris i det nordiske markedet som produserer. Likevel kan prisene variere mellom områdene grunnet flaskehalser i nettet (Statnett SF, 2007).

Vannkraft utgjør nær 100 % av den norske produksjonskapasiteten. Vannkraften gir rikelig tilgang på produksjon som har betydelig effektkapasitet (evne til å produsere store mengder energi i løpet av korte tidsperioder) og mulighet til å lagre vann (dvs. energi) for utnyttelse i senere perioder. Dette innebærer at det er nesten kostnadsfritt for produsentene å regulere produksjonen, og derfor opplever Norge normalt sett ikke store prisvariasjoner over døgnet.

Derimot opplever Norge store forskjeller i prisnivået over tid, noe som skyldes variasjoner i tilsig (ECON Analyse, 2003: 3-4). Under våte år er kraft relativt billig i Norge, under tørre år er kraft relativt dyrt. Ettersom en stor del av norsk elektrisitet brukes til oppvarming, varierer etterspørselen over sesongene, hvilket kan bidra til betydelig prisvariasjon også innad i året. Konsekvensen av dette er at prisnivået i Norge har et relativt stort utfallsrom sammenlignet med kontinentet. Innen døgnet og uken er det derimot relativt liten usikkerhet om hvordan prisene i de ulike timene forholder seg til hverandre.

Norge kan også oppleve andre typer "sjokk" som f.eks. en sterk kuldebølge (vil bety økt etterspørsel, og trolig større tap i nettet ved transport) som vil påvirke prisene. Endringer i politikk og rammebetingelser vil også påvirke pris- og markedsutviklingen.



Figur 1 Norske "day- ahead" priser. uke nr. (Alle)

Kilde: Statnett SF (2004a: 22).

Figur 1 viser prisene i Norge i en gjennomsnittsuke for ulike år. Figuren er laget slik at det første punktet på hver kurve er gjennomsnittlig pris i første time alle uker i et gitt år, det andre punktet er andre time, osv. helt til det siste punktet som er gjennomsnittlig pris i timen som starter kl 23:00 søndag kveld. Figuren illustrerer at Norge har relativt stabile priser over døgnet, men at prisene kan variere betydelig mellom år

2.2 Det termiske markedet

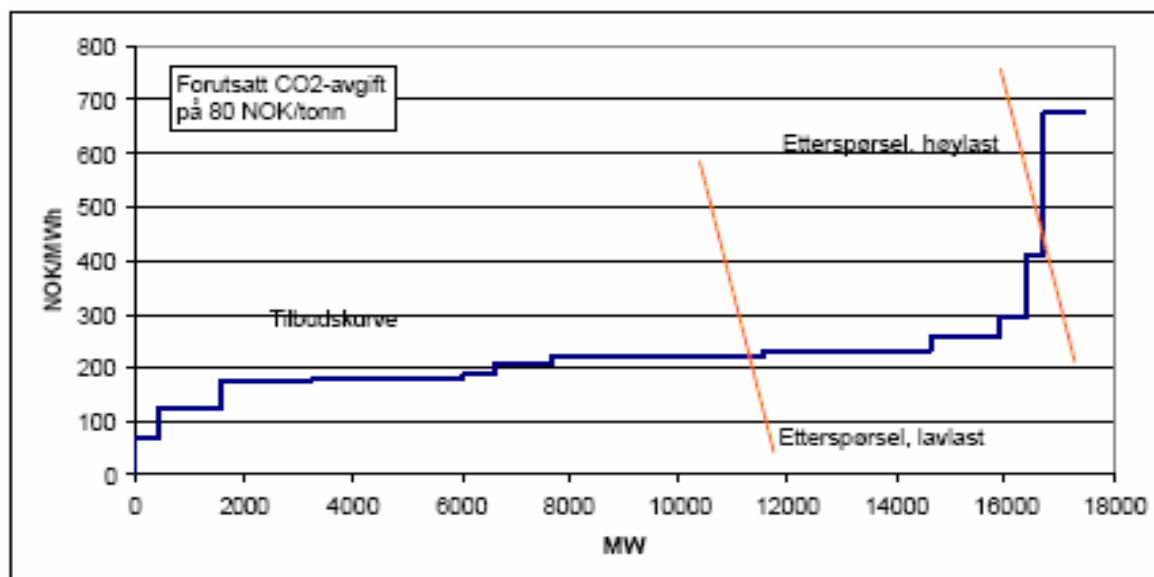
I de termiske markedene Nederland og Tyskland er det meste av kraftproduksjonen basert på kull, gass og kjernekraft. I Nederland ble i 2005 mer enn 50 % av all kraft produsert på basis av gass, litt over 20 % var kullkraft og rundt 10 % av den totale kraftproduksjonen kom fra kjernekraft (ECN, 2006). I Tyskland i 2001 utgjorde kullkraft ca. halvparten av den totale kraftproduksjonen, rundt 18 % var basert på gass og ca. 17 % kom fra kjernekraft (AnalyticalQ, 2001). Det er derfor tydelig at kullkraft utgjør en mye større andel av den totale produksjonskapasiteten i Tyskland enn i Nederland. Gasskraften har den samme posisjonen i Nederland som kullkraften har i Tyskland. I tillegg har Tyskland relativt mer kjernekraft enn Nederland.

For Nederland og Tyskland er den største utfordring primært ikke å ha nok energi over tid (TWh), men å ha tilstrekkelig tilgang på kapasitet/momentan energi (MW) når forbruket er på det aller høyeste i timer med høylast. Derfor er det i det termiske markedet normalt med langt større prisforskjeller innad i døgnet enn i Norge. Den store forventede døgnvariasjonen forklares av tre fundamentale kjennetegn ved termiske kraftsystemer:

- 1) Det er høye kostnader forbundet med effektkapasitet. I tillegg finnes det ulike produksjonsteknologier med varierende kombinasjoner av faste og variable kostnader. Typisk benyttes teknologi med høye faste kostnader og lave variable kostnader til grunnlastproduksjon (f. eks kullkraft), mens produksjonskapasitet med lave faste og høye variable kostnader benyttes til topplastproduksjon (f. eks gassturbiner). I tillegg går virkningsgraden ned og de dyreste (og mest forurensende) kraftverkene må tas i bruk når forbruket er på sitt høyeste. Dette fører til at termiske kraftmarkeder er kjennetegnet av en sterkt stigende og bratt tilbudskurve, som gir lave priser ved lavt forbruk og høye priser ved høyt forbruk.
- 2) I termiske kraftverk er det relativt kostbart å regulere produksjonsvolumet, hvilket medfører at tilbudskurven blir enda brattere enn det de marginale produksjonskostnadene skulle tilsi.
- 3) Dersom produsentene skal få dekket sine kostnader og opprettholde kapasiteten på lang sikt, må kraftprisen i topplast være høyere enn de variable produksjonskostnadene. Et

termisk marked i langsiktig likevekt opplever derfor svært høye priser i topplast fordi kostnadene i de termiske verkene varierer mer med produsert volum.

I tillegg blir det meste av elektrisitetsforbruket i Nederland (og Tyskland) brukt til ulike prosesser/aktiviteter som hovedsaklig foregår på dagen under høylast. Disse prosessene/aktivitetene har høy verdiskaping/nytte og små substitusjonsmuligheter. Dette fører til stor døgnvariasjon i kraftetterspørselen.



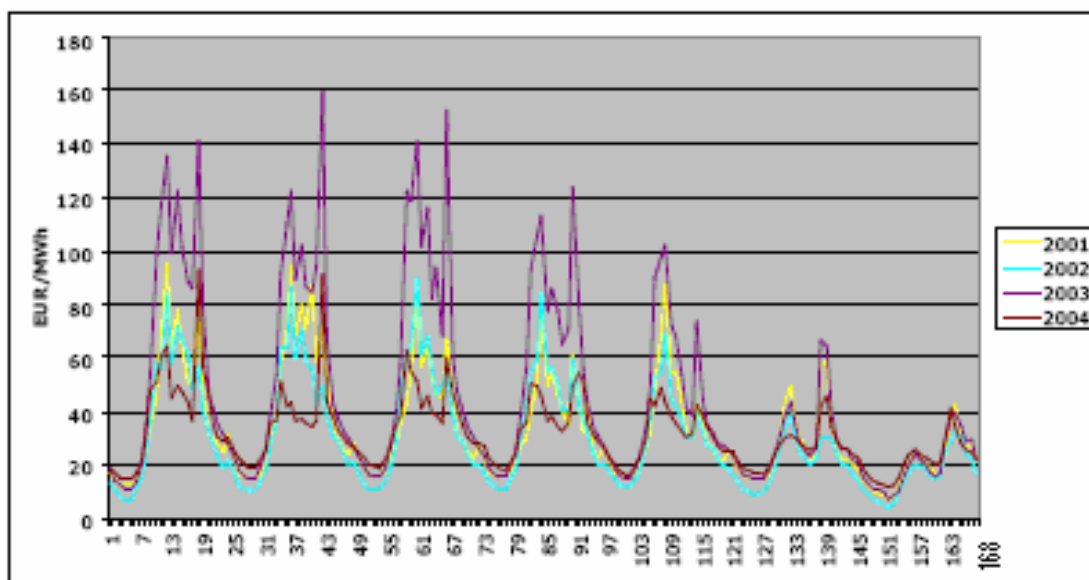
Figur 2 Stilisert tilbudskurve og etterspørselsnivåer, Nederland

Kilde: Statnett SF (2004a: 15).

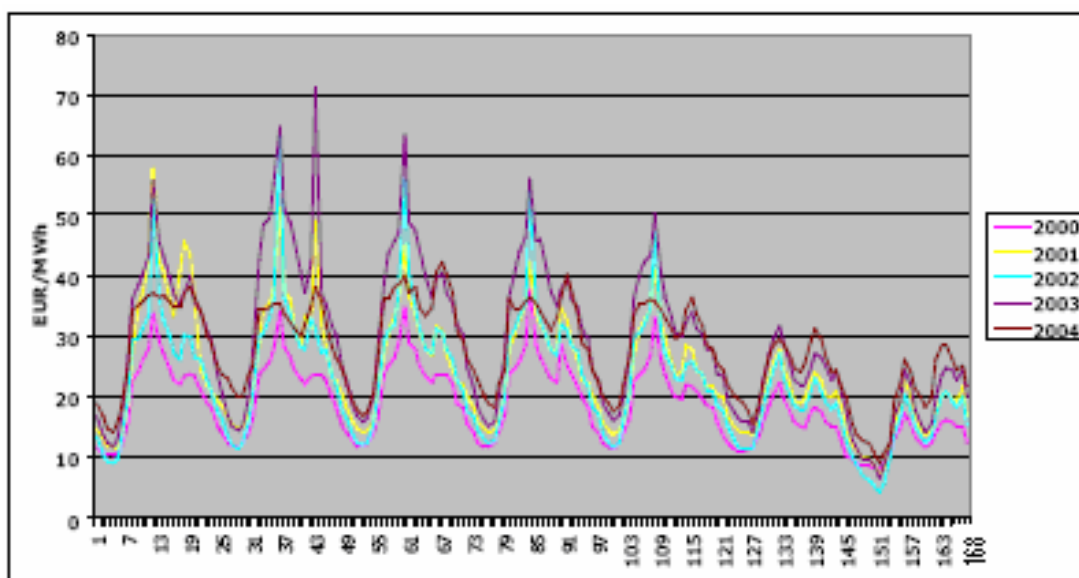
Figur 2 illustrerer en stilisert tilbudskurve og etterspørselsnivåer i Nederland (vi ville sett et lignende mønster i Tyskland). Fra figuren kan det se ut som den betydelige døgnvariasjonen i kraftpris kunne elimineres dersom det ble bygget flere gasskraftverk (som utgjør den horisontale delen av den nederlandske tilbudskurven) eller dersom forbruket under høylast var et par tusen MW mindre. Så enkelt er det dog ikke:

- Kraftverkene på den flate delen av tilbudskurven egner seg svært dårlig for løpende å tilpasse seg variasjonen i forbruket. Kraftverkene som derimot egner seg for tilpasning til de faste døgnvariasjonene i forbruket har vesentlig høyere driftskostnader og lavere faste kostnader enn de som leverer grunnlasten. Derfor er det nødvendig at prisene varierer kraftig over døgnet når etterspørselen gjør det samme, for at de faktiske omkostningene ved kraftproduksjon skal bli dekket. Det siste er nødvendig for at produksjonskapasiteten skal opprettholdes.

- I tillegg ville man naturligvis gjort de aktuelle grep for lenge siden i alle ”termiske land”, dersom det var realiserbart og fornuftig. Den store prisforskjellen mellom lavlast og høylast gjør det allerede lønnsomt å flytte en del av forbruket til perioder med lavlast som natt og weekend. Når det likevel er store og regelmessige variasjoner i forbruket over døgnet, skyldes det at det ikke er lønnsomt å forskyve ytterligere forbruk til natten. Trolig ville døgnvariasjonen i forbruket øke ytterligere dersom prisen var den samme natt og dag.



Figur 3 Nederlandske "day- ahead" priser. uke nr. (Alle)



Figur 4 Tyske "day- ahead" priser. uke. nr. (Alle)

Kilde: Statnett SF (2004a: 23).

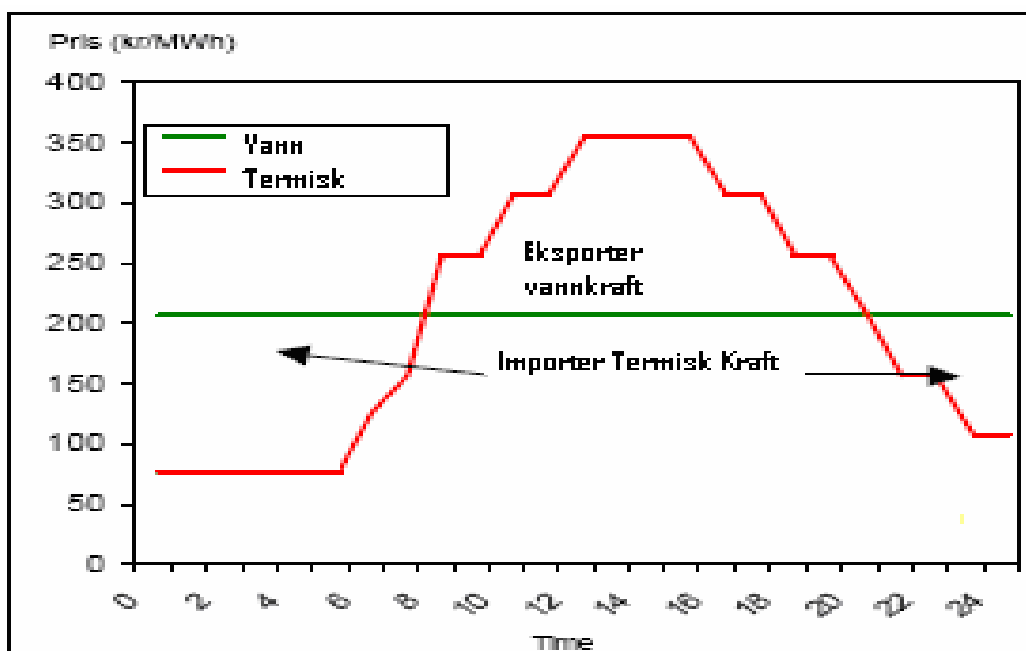
Figur 3 og 4 er laget på samme måte som figur 1. Figurene illustrerer den betydelige variasjonen i prisene innad i døgnet i Nederland og Tyskland, samtidig som prisnivåene mellom år er temmelig like. I et termisk system er det prisen på brenselet (hovedsaklig gass og kull) som bestemmer hvordan produksjonskostnadene varierer på lang sikt. Prisvariasjonen i disse markedene har normalt sett vært langt lavere enn i kraftmarkedet. I tillegg er relativt lite av krafttetterspørselen i Tyskland og Nederland knyttet til oppvarming, hvilket innebærer at sesongvariasjonen i forbruket ikke er like sterk som i Norge.

Det termiske systemet kan i likhet med det vannkraftsbaserte nordiske systemet også oppleve sjokk som påvirker prisene. Det kan f.eks. være bortfall av gassleveranser eller lignende. Endringer i politikk og rammebetingelser vil også påvirke pris- og markedsutvikling.

2.3 Systemvirkninger av en ny kabel

2.3.1 Handel med utlandet

Omsetningen av kraft både i Norden og på kontinentet skjer i vesentlig grad ut fra markedsprinsipper, dvs. at kraften flyter dit den er best betalt (Norges Naturvernforbund, 2000: 6). Det betyr at handelen over en ny forbindelse til utlandet bestemmes av prisforskjellen mellom Norge og det aktuelle markedet. Typisk vil det være slik at kraftflyten går fra Norge til det termiske markedet i høylast når prisen er høy i det "termiske landet" og motsatt i lavlast når prisene er lave i det termiske markedet. I tillegg vil den totale handelen påvirkes av tilsiget i Norge. Under våte år vil Norge trolig være netto eksportør og under tørre år netto importør.



Figur 5 Et eksempel på ulikhet i prisvariasjon

Kilde: Statnett SF(2004a: 17).

Figur 5 illustrerer hvordan denne handelen mellom de to områdene vil kunne se ut. I det vannkraftsbaserte området er prisen stabil over døgnetimer. I det termiske området varierer prisene derimot betydelig over døgnet. Disse forskjellene fører til at kraftflyten over en eventuell kabel mellom de to områdene varierer over døgnetimer.

2.3.2 Priser

Prisdannelsen i de to markedene er prinsipielt lik. Spottprisen både i det norske og i det termiske markedet reflekterer til enhver tid den marginale budgivers reservasjonspris for å stille en kWh til rådighet. En ny kabel vil påvirke prisnivå og- struktur i begge markeder. Likevel vil trolig effekten på den gjennomsnittlige prisen på kraft i de to markedene være av liten betydning ettersom kapasiteten over en (aktuell) kabel utgjør en svært liten andel av total produksjonskapasitet i begge områder.

Norge

En ny kabel mellom Norge og det termiske området vil bety at Norge får en prisstruktur som i større grad enn nå reflekterer forskjell på lav og høy last. Økt eksport i høylast vil føre til en viss prisøkning i Norge i høylast. Samtidig vil økt import i lavlast gi en viss prisreduksjon. Effekten på høylastprisene avhenger av hvor nær vi er den bratte delen av tilbudskurven. I hvor sterk grad utlandets prisstruktur importeres til vannkraftsystemet avhenger av størrelsen på kabelforbindelsene i forhold til produksjonskapasitet og etterspørsel i vannkraftsystemet.

For en prinsipiell gjennomgang av hvordan en ny kabel kan påvirke den innenlandske prisstrukturen, se ECON Analyse (1999b: 10-12).

I tillegg til effekten på prisstrukturen over døgnet vil en ny kabel også bidra til at vi får mindre variasjon i prisene mellom år. Under våte år vil prisene i Norge/Norden øke som følge av større eksportmuligheter. Under tørre år vil prisene bli lavere ettersom importmulighetene er blitt større. En kabel mellom Norge og kontinentet virker derfor symmetrisk ved at både prisøkninger og prisfall reduseres som følge av nedbørsvariasjoner (Statistisk sentralbyrå, 2003: 22).

Det termiske markedet

I det termiske markedet vil det motsatte skje. Her vil prisvariasjonen mellom høylast og lavlast trolig reduseres. På dagen under forbrukstopper i det termiske markedet kan norsk vannkraft erstatte dyr høylastproduksjon. Dette vil kunne redusere prisene i høylast. Om natten når forbruket er lavt kan billig lavlastproduksjon eksporteres til Norge, hvilket vil kunne øke prisene i lavlast. Det er derfor naturlig å vente at en ny overføringsforbindelse vil bidra til mer stabile priser over døgnet i det termiske markedet. I hvor sterk grad det termiske markedets prisstruktur blir påvirket avhenger også her av størrelsen på kabelforbindelsene i forhold til produksjonskapasitet og etterspørsel i det termiske systemet.

2.3.3 Produksjon

Endringen i prisnivå og -struktur påvirker produksjonssammensetningen i de to nå sammenkoblede markedsområdene. Effekten på produksjonssammensetningen vil kunne være forskjellig på kort og lang sikt. Hva som skjer på lengre sikt blir diskutert i avsnitt 2.4.2.

Norge

Vannkraftsprodusentene i Norge vil øke sin produksjon under timer med høylast (om dagen) i det termiske markedet, og redusere sin produksjon om natten da billig lavlastproduksjon fra det termiske markedet erstatter norsk vannkraft. I tillegg kan magasindisponeringen til vannkraftsprodusentene bli endret. Uten å forklare det nærmere er det likevel trolig at den samlede effekten på total norsk vannkraftsproduksjon av endret magasindisponering er ubetydelig (Statnett SF, 2004: 39).

Termiske markedet

Her vil produksjonsendringene sammenlignet med Norge naturlig nok følge motsatt mønster. Lavere produksjon i termiske verk i høylast på dagen og høyere produksjon om natten under lavlast.

2.4 Miljøvirkninger

I avsnittene over diskuterte jeg effekten en ny utenlandskabel vil ha på handel, priser og produksjon i Norge og i det termiske markedet. For å anslå hvordan de samlede utslippene endrer seg som følge av endringer i produksjonssammensetningen i de to markedsområdene er det ikke riktig å se på gjennomsnittlige utslipp fra kraftproduksjonen i et land (ECON Analyse, 2002). For å få et riktig bilde av hvilken effekt en endring i produksjonssammensetningen har på de totale CO₂-utslippene er det viktig å finne ut hvilket produksjonsanlegg som brukes til marginalkraftproduksjon innenfor det relevante markedsområdet både på kort og lang sikt (fra time til døgn, måneder og år), og hvilke endringer som oppstår dersom en ny kabel knytter Norge/Norden og kontinentet sammen. Marginalkraftproduksjon blir i ECON Analyse (2002: 11) definert som den produksjonsteknologien som dekker den siste konsumerte enheten i markedet. Selv om alle som produserer en gitt time produserer simultant, vil på et velfungerende marked uten flaskehalser, det marginale verket være det produksjonsanlegget som har den høyeste marginalkostnaden av de anleggene som er i drift. Hva som er marginalproduksjon i et kraftmarked avhenger av strukturen både i produksjonen og forbruket. Dette vil bli forklart utførlig i neste kapittel hvor jeg diskuterer marginalkraftsbegrepet prinsipielt.

Virkningene på miljøet av en overføringskabel mellom et termisk system og et vannkraftsbasert system oppstår som følge av markedseffekter som kan deles inn i tre kategorier:

2.4.1 Endringer i marginal produksjonskapasitet på kort sikt

I Sandsbråten og Von der Fehr (1997) diskuteres mulige konsekvenser av åpning for krafthandel mellom det vannkraftsbaserte systemet i Norge og det termiske systemet i Nord-Europa. De argumenterer for at Norge i et fullstendig liberalisert Nord-Europeisk kraftmarked stort sett vil være eksportør på dagen i timer med høylast uansett årstid, samtidig

som Norge på vinternetter vil være importør, mens retningen på kraftflyten på sommernetter er mer usikker.

Basert på dette kommer de i grove trekk fram til at termisk kraftproduksjon med relativt høye faste kostnader og lave variable kostnader øker sin produksjon under lavlast på bekostning av lavere termisk produksjon under høylast i verk med relativt lave faste kostnader og høye variable kostnader. I Norge vil vannkraftproduksjonen gå opp på dagen og ned på natten.

Ettersom mitt fokus er på mulige miljøeffekter (CO_2 -utslipp) av handel mellom de to områdene, er effektene som oppstår i det termiske systemet av størst interesse.

Gasskraftskapasiteten på kontinentet har generelt høyere variable kostnader og lavere faste kostnader enn kullkraftskapasiteten (Store Norske, 2001; von der Fehr m. fl. 2005:20).

Analysen til Sandsbråten og von der Fehr (1997) trekker derfor i retning av at nye overføringsforbindelser mellom Norge og kontinentet vil kunne føre til økt kullkraftsproduksjon på natten på bekostning av gasskraftsproduksjon på dagen på kontinentet. Fordi kullkraftverk generelt slipper ut mer CO_2 pr. MWh produsert enn gasskraftverk, vil dette føre til høyere CO_2 -utslipp. Dette resonnementet tilsier at det ikke er kraft basert på samme brensel som produseres på marginalen både i høylast og lavlast.

I Crampes og Moreux (1999) diskuteres det hvilke effekter introduksjonen av vannkraft kan ha på produksjonsplanleggingen til allerede eksisterende termiske kraftverk i et kraftmarked. I tilfellet hvor en samfunnsplanlegger maksimerer total velferd kommer de i sin teoretiske modell fram til at introduksjonen av vannkraft kan bidra til å redusere de totale produksjonskostnadene knyttet til å frembringe et visst kvantum energi. Mer spesifikt skjer dette ved at de termiske verkene med de høyeste marginale produksjonskostnadene ikke behøver å startes opp i timer med høylast.

Dette kan bety at produksjonen i de termiske "peak-load" verkene (gasskraft) med de høyeste marginale kostnadene reduseres under høylast, og fordi en enhet vannkraft brukt idag betyr at man har en enhet mindre vannkraft tilgjengelig i fremtiden vil den økte vannkraftsproduksjonen i høylast måtte bli erstattet av termisk kraft i en annen periode. Dette

vil skje i lavlast, da termiske verk med lavere marginal kostnad (kullkraft) øker sin produksjon for å dekke inn den reduserte vannkraftsproduksjonen.

Basert på dette kan man trekke den samme konklusjonen som jeg gjorde med bakgrunn i studien til Sandsbråten og von der Fehr (1997). Nemlig at nye overføringsforbindelser mellom Norge og kontinentet som knytter det norske vannkraftsbaserte systemet opp mot det termisk baserte systemet i Nord- Europa trolig vil kunne føre til økte utslipp.

I ECON Analyse (2003) blir det hevdet at de totale CO₂- utslippene trolig vil gå ned som en følge av nye kraftkabler mellom Norge og England. De baserer dette på følgende resonnement: den termiske kraftproduksjonen norsk vannkraft erstatter i timer med høylast, er dyr, med lav virkningsgrad (betyr at en større andel av energien i brenselet går tapt i produksjonen av elektrisitet) og høye CO₂- utslipp pr. MWh produsert. Den norske importen i timer med lavlast kommer derimot fra verk med høyere virkningsgrad og lavere CO₂- utslipp pr. MWh produsert. Dersom eksport og import er like store, hevdes det at vi vil få en netto reduksjon i CO₂- utslippene i det termiske systemet pga. forskjellene i virkningsgrad, og med netto import blir CO₂- reduksjonen i det termiske systemet (markedsområdet) enda større. Dette resonnementet tilsier at det er kraft basert på samme brensel som produseres på marginalen både i høylast og lavlast.

Andre relevante studier¹:

Amundsen m. fl. (1999), Unger og Alm (2000) og Hauch (2003) kommer alle fram til i sine studier at åpning for fri handel mellom de nordiske landene vil bidra til å redusere de totale CO₂- utslippene fra kraftsektoren relativt til en situasjon med autarki. De hevder at dette skyldes at krafthandelen bidrar til økt produksjon av miljøvennlig vannkraft på bekostning av mer forurensende kraftproduksjon.

¹ I studiene til Borenstein m.fl. (2000), Newbery (2001), (2002) og Neuhoﬀ m.fl. (2003) argumenteres det for at økt overføringskapasitet og integrasjon mellom land/områder vil bidra til å redusere markedsrett og å fremme konkurranse under visse forutsetninger.

I Joskow og Tirole (2000) og Gilbert m.fl. (2004) blir det diskutert hvordan begrenset overføringskapasitet burde bli gjort tilgjengelig (både fysisk og ﬁnansielt) for å minimere de negative effektene markedsrett har i kraftproduksjon.

Amundsen m.fl. (1999) påpeker dog at inkluderingen av for eksempel Tyskland i det frie handelsområdet kan føre til at dette resultatet endres og at de totale CO₂-utslippene knyttet til kraftforbruket i Norden øker. Dette skyldes ifølge samme studie at Tyskland har mye kapasitet med lave variable kostnader, hvilket kan føre til stor import fra Tyskland til Norden. Denne kapasiteten består i stor grad av kullkraftverk med store CO₂-utslipp knyttet til sin produksjon, og derfor kan handel med Tyskland resultere i økte utslipp.

Generelt:

En ny kraftkabel mellom Norge og kontinentet vil ikke påvirke total norsk vannkraftsproduksjon (gitt at den nye kabelen ikke fører til at nye vassdrag blir utbygd) som er bestemt av tilsiget. Etterspørselssvingningene over døgnet vil fortsatt bli håndtert av vannkraften. I år hvor tilsiget avviker fra normalen, dvs., år som er tørrere eller våtere enn normalt, vil utvekslingen med øvrige områder påvirkes av kabelen. Under et vått år vil prisene i Norge falle mindre med en ny kabelforbindelse enn uten fordi de samlede eksportmulighetene er større. Høyere pris i Norge betyr dyrere eksport til andre områder og økt produksjon i termiske verk der. Dette vil gi høyere CO₂-utslipp i disse områdene. Under et tørt år, blir prisen i Norge lavere med en ny overføringskabel enn uten fordi importen av billigere kraft kan øke. Dette vil gi lavere produksjonen i andre områder vi handler med, og betyr at CO₂-utslippene der reduseres.

2.4.2 Endringer i kapasitetssammensetningen i langsiktig likevekt og marginal produksjonskapasitet på lang sikt

Vi antar at begge markeder i utgangspunktet er i langsiktig likevekt, dvs. at prisnivået i normale år (normalt tilsig) tilsvarer de fulle kostnadene for ny kapasitet. Dersom kabelen gir netto eksport fra Norge, betyr dette at effekten av kabelen er at det etableres en ny (annen) likevekt. Med uendret kapasitet i Norge vil netto eksport bety at gjennomsnittsprisen i Norge (og land som Norge har handel med, både direkte og indirekte) er høyere med kabelen enn uten. Dette vil utløse investeringer i økt kapasitet. Hva som er marginalkraft på lang sikt blir bestemt av hvilken kapasitet som er aktuell for nyinvesteringer. Gitt at handelen med allerede

eksisterende handelsland og forbruket i Norge og de eksisterende handelslandene forblir uendret som følge av kabelen, vil det norske markedet være tilbake i ny likevekt når prisnivået er tilbake i langsiktig likevekt. Det vil si at den ekstra kraftkapasiteten tilsvarer den forventede netto eksporten over kabelen. Altså vil en kabel som gir netto eksport medføre at CO₂-utslippene i Norge øker tilsvarende utslippene knyttet til den økte kraftproduksjonen. Selvfølgelig kan den nye kapasiteten være basert på fornybar teknologi. Da vil de norske miljøutslippene ikke øke som følge av økt eksport.

Netto eksport fra Norge impliserer netto import til Europa. Dette vil likevel ikke nødvendigvis føre til reduserte investeringer i ny kapasitet der. Bakgrunnen for dette er at prisstrukturen i det termiske systemet også endres/påvirkes som følge av en ny kabelforbindelse, dermed endres også energiproduksjonen i eksisterende verk.

Basert på resonnementene til Sandsbråten og von der Fehr (1997) og Crampes og Moreux (1999) vil en ny kraftkabel mellom Norge og kontinentet trolig føre til økte investeringer i termisk kapasitet med relativt høye faste kostnader og lave variable kostnader (kullkraft), samtidig som investeringene vil gå ned i termisk kapasitet med lave faste kostnader og høye variable kostnader (gasskraft). I Norge vil handelen føre til økte investeringer i effektkapasitet for å kunne dekke eksporten til kontinentet på dagtid.

2.4.3 Endringer i tapene knyttet til overføring pga. endringer i handelsflyten på andre forbindelser

Transport av strøm innebærer visse tap. Dette vil også påvirke CO₂-utslippene knyttet til en kabel. Fordi en ny kabel betyr at de to systemene knyttes (tettere) sammen, slik at de kan drives mer koordinert, er det rimelig å forvente at samlet transport av kraft øker noe, og dermed også tapene. Samtidig er det sannsynlig at overføringene og dermed tapene på andre forbindelser ut av Norge blir redusert. Altså er den totale effekten på tapene vanskelig å fastslå. Handelen mellom de to systemene kan derfor potensielt bidra til økt energitap, hvilket må erstattes av økt produksjon i marginale produksjonsverk. Ettersom det er ledig produksjonskapasitet i de Nord- europeiske kullkraftverkene er det trolig kullkraften som representerer den dominerende marginale kraftproduksjonen fremover. Det betyr at den økte

handelen kan føre til en tilleggsproduksjon i utenlandske kraftverk med betydelig forurensing (NVE, 2004: 3).

3. Mer om den prinsipielle tilnærmingen

For å analysere miljøvirkningene av en ny kabel til Tyskland/Nederland er det nødvendig og forstå det relativt kompliserte samspillet mellom de ulike teknologiene i det norske- og termiske systemet, og deres ulike miljø- og markedsegenskaper. Jeg tar utgangspunkt i ECON Analyse (2002, 2003). I ECON Analyse (2002) er det foretatt en grundig gjennomgang av hva som er marginal kraftproduksjon i Norden. Det er viktig å være observant på at en ny handelsforbindelse mellom Norge og det termiske systemet på kontinentet kan endre produksjonssammensetningen i begge områder.

3.1 Marginalkraft (teoretisk)

Ifølge markedsteorien skal forbruket i et velfungerende marked alltid dekkes av den billigst tilgjengelige produksjonsteknologien. Produksjonsteknologien på kraftmarkedet er en kombinasjon av produksjonsanlegg med ulike egenskaper og kostnader. Tilbudskurven i markedet kommer fram ved at man ordner produksjonsanleggene etter stigende variable produksjonskostnader, så kalt ”merit order”. Den produksjonsteknologien som kjøres på marginalen er den teknologien som brukes for å dekke den siste enheten forbrukt på markedet. Rent prinsipielt vil på et fungerende marked uten flaskehalser, det marginale verket være det produksjonsanlegget som har den høyeste marginalkostnaden av de anleggene som er i drift.

I kraftsektoren varierer lasten (dvs. elektrisitetsforbruket) og produksjonen, og dermed også handelen mellom områder, fra time til time. Dette betyr at det er forskjellige teknologier og produksjonsanlegg som kjøres på marginalen under ulike timer og driftsforhold. For å finne ut hvilken effekt en ny handelsforbindelse har på dagens og fremtidens CO₂- utslipp, må vi forstå hvilke endringer dette har på hvilken produksjonsenhet som blir marginal både på kort sikt (i timen), på mellomlang sikt (fra ett døgn til ett år) og på lang sikt (mer enn et år) som følge av den nye kabelforbindelsen.

3.2 Kort sikt

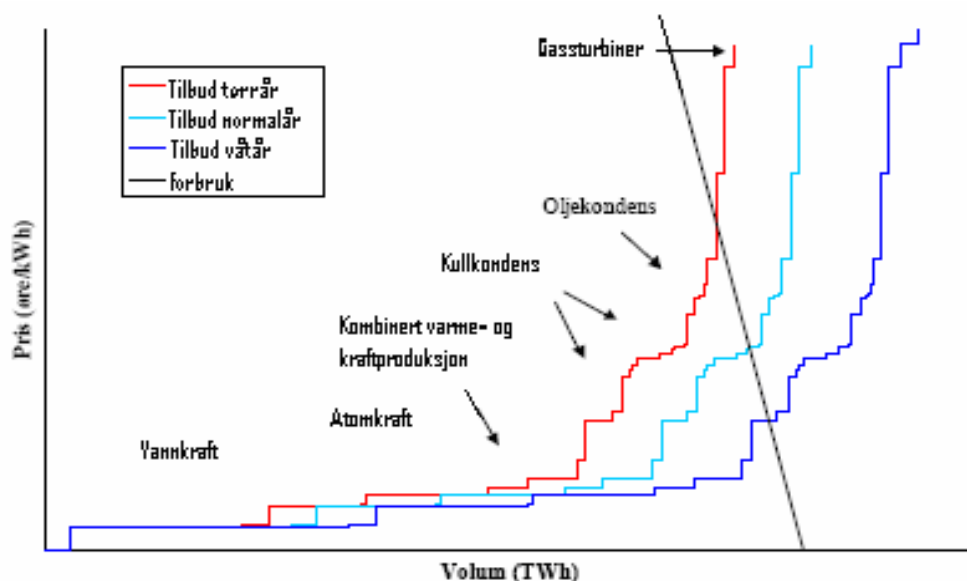
Tilbudssiden i markedet kan representeres av en merit- order kurve som den i figur 6 på neste side, og forbruket av en fallende (veldig bratt) etterspørselskurve. Der disse to kurvene krysser hverandre finner vi markedslikevekten under perfekt konkurranse. I de fleste tilfeller vil dette skje på den delen av tilbudskurven som representerer kondenskraftverkene i systemet (kull, gass og olje) og dermed er det marginalkostnadene i disse teknologiene som bestemmer prisen og som produserer på marginalen. Om forbruket reduseres med en enhet vil produksjonen, om vi følger resonnementet over, reduseres i det kondenskraftverket som produserer på marginalen (det kondenskraftverket som har den høyeste marginalkostnaden av de anleggene som er i drift).

Imidlertid kan det også være slik at produksjonen i et vannkraftverk reduseres ved en endring i forbruket. Vannkraftverk er veldig fleksible på kort sikt, og kan derfor følge lasten opp og ned så lenge det finnes ledig effektkapasitet i vannkraftsystemet. Avhengig av vannverdien kan det være et vannkraftverk som produserer på marginalen i merit order- kurven.

Energiknapphet og stor reguleringsevne fører til at vannkraftsprodusentene forsøker å utnytte vannkraften når prisene er høye. Altså bestemmes vannverdien av prisene i framtidige perioder. Vannet har en alternativverdi som er lik prisen på det fremtidige produksjonstidspunktet fratrukket produksjonskostnadene (ECON Analyse, 1999b: 5). For en prinsipiell gjennomgang av hvordan vannverdien fremkommer i et marked, se s. 5-6 i samme artikkel. Prisene i framtidige perioder bestemmes av den produksjonsteknologien som da brukes på marginalen i resten av systemet, dvs. av kostnadene i de andre produksjonsteknologiene.

En energienhet vannkraft produsert i dag presser bort en energienhet vannkraft produsert i en senere periode. Denne framtidige kilowattimen må derfor dekkes av produksjon i et annet anlegg, fordi tilgangen på vann over en periode er begrenset. Slik er det ikke for termiske verk (hvor produksjonen er basert på kull, olje eller gass) som kan skaffe mer brensel i markedet og variere produksjonen etter markedsforholdene. Derfor kan det litt lettvinnt sies: For et termisk verk er det produksjonen som varierer i forhold til prisvariasjoner, mens for en vannkraftverk er det prisene som varierer i forhold til vanntilgangen.

På årsbasis brukes alltid vannkraften fullt ut over et normalt år. Da de direkte produksjonskostnadene ved vannkraftproduksjon er lave, er det bare unntaksvis at vann spilles (slippes gjennom turbinene). Dette innebærer at man ved å legge sammen produksjonen i de andre variable produksjonsanleggene mellom årene (hensyn tatt til oppbygging/nedtrapping av magasiner) kan få et mer helhetlig bilde av hvilken produksjonskapasitet som varierer når produksjonsevnen til vannkraftsystemet endres.



Figur 6 Tilbudskurven i Norden (årsproduksjon i TWh)

Kilde: *ECON Analyse (2002: 17).*

Figur 6 illustrerer merit- order kurven (tilbudskurven) når vi tar hensyn til årsproduksjonen i de forskjellige teknologiene i det integrerte kraftmarkedet i Norden. Etterspørselskurven uttrykker hvor mye kraft forbrukerne vil etterspørre til ulike prisnivåer. Helningen reflekterer elastisiteten i forbruket, dvs. hvor mye forbruket endres ved en endring i prisnivået. Kurven kan betraktes som en gjennomsnittskurve over årets timer og over ulike etterspørselssegmenter. I realiteten er det imidlertid slik at likevektsprisen i markedet fastsettes hver time i døgnet, hvert døgn i året (ECON Analyse, 1999a: 43). Figuren viser betydningen av at det er store variasjoner i tilsig fra år til år (tilbudskurven flytter seg horisontalt)

I figur 6 er vannkraften lagt inn som grunnlastproduksjon med tilnærmet 0 i marginal kostnad pr. TWh produsert. Dette stemmer egentlig ikke da den reelle marginale kostnaden på kort sikt til vannkraftsprodusentene med magasinkapasitet er lik vannverdien. Vannkraft er derfor

både grunnlast og topplast, avhengig av vannverdien. Men ettersom vannverdiene varierer over året (vanskelig å vise i en kurve) og total vannkraftsproduksjon er bestemt av tilsiget har jeg lagt den inn som grunnlast.

I Norden er det hovedsaklig kullkraft i Danmark, Finland og på kontinentet som utgjør den energikapasiteten som kjøres på marginalen i systemet. En ny kabel fra Norge til Tyskland/Nederland vil kunne føre til at det enda oftere er kondensverk (kullkraftverk) i dette markedsområdet som produserer på marginalen under visse produksjonsforhold. Om dette tilsvarer virkeligheten kan vi finne ut ved å studere endringer i produksjonen i det øvrige systemet og importen når produksjonsevnen i vannkraftsystemet varierer mellom årene. Det gjelder å forstå hvilken termisk kapasitet det er som går inn og ut av produksjon ved variasjon i vanntilgangen. Disse endringene kan være av betydelig størrelse.

Det er også viktig å være klar over at selv om Norge under visse driftsforhold eksporterer til Tyskland eller Nederland over en eventuell ny kabel, så kan det være tysk/nederlandsk kraft som produseres på marginalen i det integrerte systemet. Dersom en økning i forbruket i Norge bare fører til at eksporten til Tyskland/Nederland reduseres, samtidig som produksjonen i Norge er uforandret betyr det at tysk/nederlandsk produksjon må øke for å dekke forbruket i dette markedsområdet. Dermed er det CO₂- utslippene i verket i Tyskland/Nederland som produserer på marginalen, og som bestemmer det ekstra CO₂- utslippet som følge av forbruksøkningen i Norge.

Til slutt vil jeg nevne at flaskehalser mellom områder kan føre til at den billigste teknologien i systemet er utilgjengelig for tilpassing til endret forbruk i et av områdene. Dette er sentralt i CO₂- problemstillingen når effekten på klimautslipp skal drøftes ved legging av nye overføringskabler.

Konklusjon:

- Vannkraft utgjør marginalkapasiteten effektmessig (ved hurtige lastvariasjoner)
- Kullkraft utgjør marginalkapasiteten energimessig (en uke til ett år)

3.3 CO₂- utslipp fra marginalproduksjon på kort sikt

Ovenfor har vi kommet fram til at residual- etterspørselen under en gitt time, dvs. forbruket minus produksjonen i kjernekraft, vindkraft og kraftvarme, dekkes av produksjonen i termiske verk og vannkraftsverk (inkl. Prisfølsom import). Fordelingen mellom disse avgjøres av tilbudet av fossil kraft (grensekostnadskurven), forventninger om fremtidig prisutvikling (neddiskontert) og vannkraftsprodusentenes mulighet til å spare vann til fremtidige perioder. Øker etterspørselen under denne timen, vil markedsprisen øke. Dette stimulerer kraftproduksjonen. Hvordan økningen i kraftproduksjonen fordeler seg mellom termisk produsert kraft og vannkraft vil avhenge av situasjonen før etterspørselen økte og kan i prinsippet være alt mellom 0 % til 100 %.

Det forventede CO_2 - utslippet fra marginalproduksjonen som en følge av denne forbruksøkningen er likevel gitt av utslippet i det termiske verket som kjører på marginalen under denne timen. Årsaken til det er at dagens bruk av vannkraft på marginalen må bli dekket av termisk kraft på marginalen i en senere periode.

3.4 Marginalkapasitet på lang sikt

Resonnementet over referer til tilpassningene som vil skje innenfor allerede eksisterende produksjonskapasitet ved et gitt tidspunkt. Dersom en ny overføringsforbindelse fører til økt etterspørsel kommer det til å oppstå behov for ny produksjonskapasitet. Det vil endre hvilke verk som skal produsere på marginalen i fremtiden.

3.5 Oppsummert

Effekten på kapasitetssammensetningen av endringer i overføringskapasitet mellom to markedsområder kan deles opp i tre tidsperioder:

3.5.1 Kortsiktig effekt(under en time)

En ny kabel mellom to områder vil påvirke handelen mellom områdene som kan variere fra time til time. Dette vil kunne føre til endringer når det gjelder hvilken teknologi og hvilket anlegg som produserer på marginalen under ulike driftsforhold. På dagen kan det f. eks bety at en annen type produksjonskapasitet enn tidligere produserer på marginalen og at det også

oppstår endringer i produksjonssammensetningen andre timer i døgnet. Dette henger nært sammen med egenskaper i produksjonssystemene (termisk vs. vannkraftsbasert) og eventuelle begrensinger i overføringskapasiteten.

3.5.2 Effekt på mellomlang sikt

Dersom en ny overføringsforbindelse fører til en regelmessig økning i vannkraftsproduksjonen under visse tider i døgnet betyr det at vannkraftsproduksjonen blir lavere under andre perioder i døgnet (samlet produksjon er jo bestemt av tilsiget). Hva som er marginalkraft på kort sikt bestemmes av hvilken produksjonsteknologi som øker eller reduserer sin produksjon for å kompensere for endringen/framskytelsen i vannkraftsproduksjonen.

3.5.3 Langsiktig effekt

På lang sikt kan en ny kabel påvirke behovet for nye investeringer. Dersom Norge er i langsiktig likevekt, hvor prisnivået dekker de totale kostnadene knyttet til ny produksjonskapasitet, og den nye kabelen fører til at Norge blir en nettoeksportør over kabelen, vil prisnivået i Norge måtte stige for å stimulere til økte investeringer i ny produksjonskapasitet. Disse investeringene vil fortsette til vi igjen er i langsiktig likevekt. Hva som er marginalkraft på lang sikt bestemmes av hvilken kapasitet som er aktuell for nye investeringer.

4. Kort om modellen

Det følgende er basert på ECON Analyse (2007). ECON BID 1.1. er laget av ECON Analyse og er en partiell likevektsmodell for det nord- europeiske kraftmarkedet. Modellapparatet omfatter de nordiske landene og 7 land på kontinentet. Som figuren og tabellen nedenfor illustrerer er Norge delt inn i 7 prisområder, Sverige i 4 prisområder og Danmark i 2 prisområder. Jeg har benyttet meg av prisområdene i simuleringene mine, men jeg har ikke vært spesifikk og diskutert prisvariasjoner mellom prisområdene innad i landene, da dette ikke har vært nødvendig i framleggelsen av resultatene fra modellkjøringene.

Tabell 1 Prisområder

Områdenavn	Modell- betegnelse	Nr.
Norge syd	NSY	1
Norge sentral	NST	2
Norge vest	NVE	3
Norge øst	NOS	4
Norge midt	NMI	5
Norge nord	NNO	6
Norge finmark	NFI	7
Sverige snitt 1	SE1	8
Sverige snitt 2	SE2	9
Sverige snitt 3	SE3	10
Sverige snitt 4	SE4	11
Jylland	JUT	12
Skjælland	ZEA	13
Finland	FIN	14
Tyskland	DE	15
Nederland	NL	16
Belgia	BE	17
Frankrike	FR	18
Østerrike	AT	19
Sveits	CH	20
Polen	PL	21

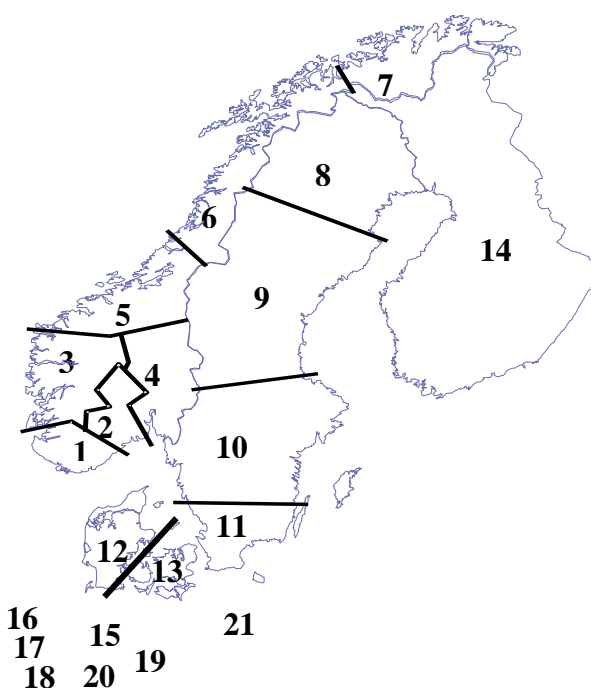


Fig 7 Prisområder

Kilde: ECON Analyse (2007)

Modellen er basert på Statnett SFs datasett som beskriver produksjonspotensial, forventet forbruk, brenselspriser og overføringskapasiteter for 2007. Det er et mål at forutsetningene i basismodellen skal stemme overens med virkeligheten.

For områdene modellert i BID beregnes forbruk, produksjon, handel, priser, konsument- og produsent overskudd og magasinnivåer for vannkraftsprodusentene i tillegg til en rekke andre variabler. Handelen begrenses av overføringskapasiteten mellom markedsområdene i modellen. Det interne nettet i hvert markedsområde er ikke modellert, dvs. at modellen ikke fanger opp eventuelle interne flaskehalser.

Modellen forutsetter fri konkurranse, men det er mulig å endre visse parametere slik at en situasjon med markedsrett kan fanges opp. Markedsløsningen innenfor hver enkelt region bestemmes ved at marginal betalingsvillighet er lik marginal produksjonskostnad (vannverdi for vannkraftverk med magasinkapasitet) som igjen er lik prisen justert for handel mellom områdene.

Et år i BID- modellen blir først delt opp i perioder, som kvartaler, måneder, eller uker. Hver periode blir deretter delt opp i enten lastavsnitt (load blocks) eller 168 kronologiske timer. Lastavsnittene reflekterer at last- nivåene varierer innad i periodene og korresponderer med ulike tidsrom i løpet av et døgn, som natt, ukedag, kveld, osv.

4.1 Tilbud

Kraft produseres fra vann, vind og varme i BID. Tilbudskurven i hvert enkelt markedsområde blir konstruert som en merit- order kurve, bestemt av produksjonskapasiteter og kortsiktige grensekostnader (effektivitet, brenselkostnader, brenselets transportkostnader, O&M kostnader osv.), justert for handel. I modellen blir samspillet mellom teknologiene i et frikonkurransemarked innenfor eksogent fastsatte teknologiske begrensninger og faste overføringskapasiteter mellom delområdene håndtert.

Simuleringene i modellen er av kortsiktig karakter og tar ikke hensyn til mulige investeringer i ny kapasitet i løpet av året (hva som er marginalkraft på lang sikt gis det derfor intet svar på i simuleringene). Kapasitetene i de ulike teknologiene legges altså inn eksogent i modellen og investeringer i ny kapasitet er ikke endogenisert. Dersom analyser av markedsløsninger fremover i tid skal utføres må det legges inn egne forutsetninger om kapasitetsutviklingen.

Vannkraft blir i BID produsert enten fra magasiner eller direkte fra uregulerbare tilsig. Den totale ressurstilgangen innenfor hver enkelt markedsområde er gitt av tilsigsserier basert på

statistikk fra 1950 til 2000. Totalt forventet tilsig i Norge for et normalår er i modellen 119.7 TWh. Dette stemmer overens med NVEs definisjon av et normalår (NVE, 2007).

Produksjonsmuligheten innefor hver uke blir bestemt av tilsig, installert effektkapasitet og magasin størrelse. Tilbudet av regulerbar vannkraft innenfor en periode gis fra vannverdiene, og tilbudet av uregulerbar vannkraft blir bestemt direkte fra tilsiget. Det totale tilsiget innenfor en region blir fordelt på en bestemt måte mellom regulerbar og uregulerbar vannkraft. Denne fordelingen varierer ikke med størrelsen på tilsigene.

Vindkraften er uregulerbar og derfor uavhengig av markedspris og produksjonskostnader. Tilbudet av vindkraft i en gitt periode gis fra vindserier sammen med installert effektkapasitet innenfor et område.

Varmekraft omfatter flere teknologier. Hovedskillet går mellom kondenssteknologier, kjernekraft og kombinert kraft- og varmeproduksjon. Kondenssteknologiene kan selv fritt bestemme produksjonsvolumet av elektrisitet i forhold til sine grensekostnader, mens elektrisitetsproduksjonen innen kombinert varme- og kraftproduksjon er et biprodukt som blir styrt av en varmeproduksjon som er eksogent gitt i modellen.

Kondenssteknologiene omfatter kraft produsert på basis av gass, kull og olje.

Kondensprodusentenes mulighet til å variere produksjonen innefor en tidsperiode er teknologiavhengig. Kjernekraften er generelt lite regulerbar. Kombinert kraft- og varmeteknologiene omfatter kraft produsert fra gass, kull, olje, biomasse og avfall. Reguleringsevnen innefor disse teknologiene er svært begrenset og styrt av varmeproduksjonen.

4.2 Råvarepriser

Marginalkostnadene innen varmekraften er viktig for å bestemme markedsprisene på kraft i modellen. Råvarepriser for brensel er sammen med transportkostnader for brensel og CO₂-kvoteprisen de viktigste elementene i marginalkostnaden. Hele marginalkostnaden består imidlertid også av avgifter på brensel, startkostnader (ikke inkludert i mine simuleringer) og ”andre variable kostnader” (O&M costs). Effektiviteten til hvert enkelt verk er også naturligvis meget avgjørende for marginalkostnaden. Prisen på CO₂-kvoter er i basismodellen

satt til 2 EUR/tonn, men jeg vil variere den i mine simuleringer for å se hvilke effekter dette har for produksjonssammensetning og totale CO₂-utslipp.

Tabell 2 Brenselpriser

EURO/MWh	Kull	Tung fyringsolje	Lett fyringsolje	Gass	Atom	Biomasse	Brunkull	Søppel
2007	6.38	20.84	38.99	19.81	5.0	24.3	3.0	10.0

Tabellen angir brenselprisene brukt i modellen i euro pr. tilført MWh (før omformingstap i kraftverkene).

4.3 Etterspørsel

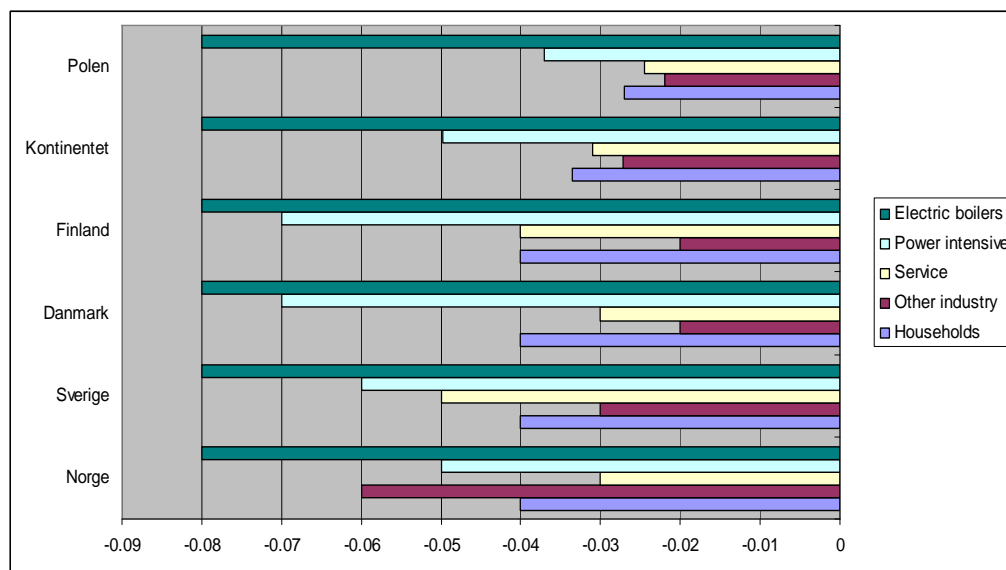
BID opererer med opptil fem delmarkeder i hvert område: husholdninger, tjenesteyting, kraftkrevende industri, annen industri og kjelmarked. Kjelmarkedet omfatter elektrokjeler som kan skifte mellom olje og elektrisk drift. Det er bare Norge og Sverige som er modellert med et kjelmarked.

Etterspørselen blir i BID modellert ved å bruke en elastisk etterspørselskurve. Nærmere bestemt en Cobb Douglas etterspørselsfunksjon med konstant priselastisitet. Modellen tar i bruk 3 forskjellige typer elastisiteter; priselastisiteten (kraftprisen), inntektselastisiteten og kryss- pris elastisiteten til olje. Elastisiteten sier hvor mange prosent etterspørselen endres hvis den eksogene variabelen (for eksempel kraftpris eller inntekt) øker med 1 prosent. Hver sektor i hvert enkelt land er tilordnet ulike elastisiteter for kraftpris, oljepris og inntekt.

Etterspørselen varierer over døgn, uker og sesonger. Dette tar BID hensyn til og for hver etterspørselsgruppe blir andelen av total årlig etterspørsel for hver uke, dag og time gitt. Slik at for eksempel etterspørselen varierer over døgnet på kontinentet (for å fange opp høylast, lavlast osv), og husholdningenes etterspørsel i Norge og Sverige varierer mellom årstider.

En del av energien går tapt på veien fra produsent til forbruker. Det betyr at produksjonen alltid må være litt større enn forbruket skulle tilsi. Nettapene i BID består av to elementer. Et generelt overføringstap på 2 % pr. overføringsforbindelse, og et distribusjonstap som legges på forbruket innenfor hvert markedsområde. Distribusjonstapsprosentene varierer mellom markedsområdene, men er lik for alle forbrukskategorier innenfor hvert enkelt

markedsområde. Dette er bare en approksimasjon av den fysiske virkeligheten, da Ohms lov (Wikipedia, 2007) sier at marginaltapet er en funksjon av volum.



Figur 8 Priselastisiteter i BID

Kilde: ECON Analyse (2007).

4.4 Handel

Handel utløses dersom prisene, korrigert for overføringskostnader, -tariffer og tap, er ulike i forskjellige områder. Dette gjelder all handel i modellen bortsett fra handelen mellom Finland og Russland som er eksogent fastsatt i modellen og uavhengig av prisene. Handelen vil enten eliminere prisforskjeller eller begrenses av flaskehalser i overføringsforbindelsene. Innenfor et gitt markedsområde blir det i BID forutsatt at det ikke eksisterer begrensninger (flaskehalser) i nettet.

4.5 Start- og stoppkostnader

Det følgende er basert på Rosnes (2006).

I BID- modellen er det foreløpig ingen start- og stoppkostnader for kraftprodusentene, selv om det kan være knyttet betydelige kostnader til produksjonsoppstart for termiske kraftverk. Når kraftverk har kostnader knyttet til oppstart og stegning, blir produksjonsbeslutningen på

kort sikt en intertemporal beslutning, og den vanlige "pris vs. marginal kostnad" regelen er ikke tilstrekkelig til å forutsi produksjonen i termiske kraftverk.

På den ene siden vil en produsent ikke starte og produsere dersom prisen bare så vidt er høyere enn den kortsiktige grensekostnaden. På den andre siden, dersom han allerede produserer, så vil ikke produsenten stoppe og produsere med en gang prisen faller under grensekostnaden. Total produksjon kan derfor være både større eller mindre enn det bare kortsiktige grensekostnader ville forutsi.

Dette betyr at dersom start- og stoppkostnader hadde vært inkludert i BID- modellen så kunne dette ført til et annet og mer realistisk produksjonsmønster over døgnet og uken i modellkjøringene.

Inkludering av start- og stoppkostnader i BID- modellen vil derfor kunne ført til:

- 1) priser over marginale produksjonskostnader ved høylast i modellkjøringene
- 2) priser under marginale produksjonskostnader ved lavlast i modellkjøringene

Totalt sett ville inkluderingen av start- og stoppkostnader ført til større prisvariasjon over døgn og uker i resultatene fra modellkjøringene. En større prisvariasjon kunne ført til økt utnyttelse av kablene mellom Norge og kontinentet.

Effekten på totale CO₂- utslipp er uviss ettersom det er vanskelig å si hvilke verk som vil øke sin produksjon og hvilke verk som vil redusere sin produksjon dersom en inkluderer start- og stoppkostnader i modellen.

5. Resultater: hovedscenarioet

I dette scenarioet ser jeg på endringene i totale CO₂-utslipp fra kraftsektoren som oppstår dersom overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet økes med 1400 MW, relativt til basisscenarioet. Forutsetningene i basisscenarioet er basert på Statnett SFs datasett som beskriver produksjonspotensial, forventet forbruk, brenselpriser og overføringskapasiteter for 2007. Den økte overføringskapasiteten vil bestå av en kabel til Nederland og en til Tyskland, begge på 700 MW. Tilsiget er som i NVEs definisjon av et normalår lik 119.7 TWh (NVE, 2007).

5.1 Endringer i produksjon og totale CO₂-utslipp

Tabell 3 endringene i produksjon og CO₂-utslipp

Totale CO ₂ -utslipp i kraftsektoren	1837405	Tonn
Total produksjon i kraftsektoren	-1.8	TWh
CO ₂ -utslipp, gasskraft	-1932756	Tonn
Produksjon, gasskraft	-5.58	TWh
CO ₂ -utslipp, kullkraft	4288239	Tonn
Produksjon, kullkraft	4.50	TWh
CO ₂ -utslipp, oljekraft	-526733	Tonn
Produksjon, oljekraft	-0.76	TWh
CO ₂ -utslipp, brunkullkraft	8655	Tonn
Produksjon, brunkullkraft	0.01	TWh
Produksjon, vannkraft	0.01	TWh
Produksjon, bio og søppel	0	TWh
Produksjon, atomkraft	0	TWh
Produksjon, vindkraft	0	TWh

Tabell 3 viser endringene i produksjon og CO₂-utslipp som oppstår dersom overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet økes med 1400 MW i forhold til en

situasjon uten, alt annet likt. Fra tabellen kan vi se at de totale CO₂-utslippene innenfor kraftsektoren modellert i BID øker med nesten 1.84 millioner tonn CO₂ som følge av den økte overføringskapasiteten fra Norge til Tyskland og Nederland.

Studiene diskutert i avsnitt 2.4.1 var ikke samstemte i sine prediksjoner om mulig utfall av økt overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet. Basert på studiene Sandsbråten og von der Fehr (1997) og Crampes og Moreux (1999) er resultatet fra modellkjøringen ikke overraskende. De kommer fram til at handel mellom et vannkraftsdominert system som det norske og et termisk basert som det på kontinentet trolig ville føre til økte utslipp.

Handelsmønsteret over kabelen gir økt produksjon i termiske verk med store faste kostnader og relativt lave variable kostnader (kullkraft) i timer med lavlast, og lavere produksjon i termiske verk med relativt lave faste kostnader og relativt høye variable kostnader (gasskraft) i timer med høylast.

Amundsen m.fl. (1999), Unger og Alm (2000) og Hauch (2003) argumenterer for at åpning for handel mellom de nordiske landene trolig ville føre til lavere CO₂-utslipp fra kraftsektoren, fordi dette ville bidra til økt vannkraftsproduksjon i Norge. Åpning for handel med kontinentet over en kraftkabel blir ikke eksplisitt diskutert, og det er bare Amundsen m.fl. (1999) som kort nevner at inkludering av Tyskland i handelsområdet derimot trolig ville hatt en negativ effekt på miljøet og økte CO₂-utslipp fra kraftsektoren i Nord-Europa.

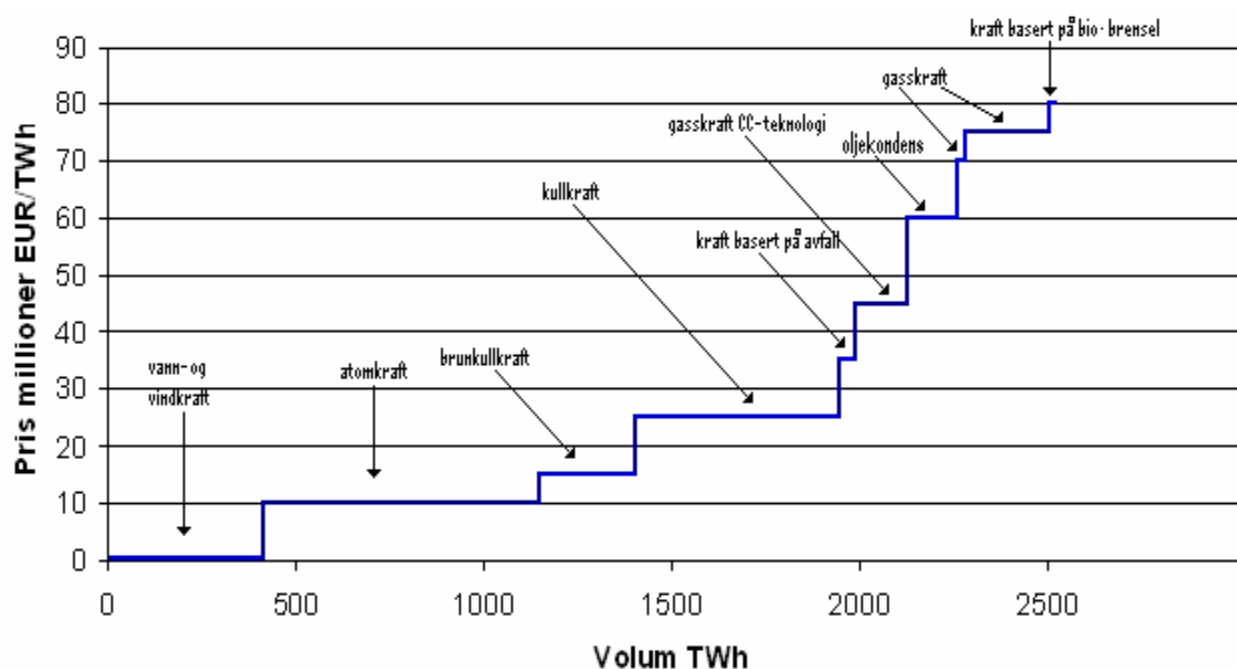
I ECON Analyse (2003) blir det hevdet at en ny kraftkabel mellom Norge og Europa vil føre til lavere CO₂-utslipp fra kraftsektoren. Det blir argumentert for at nye kraftkabler vil bidra til økt produksjon i termiske verk som produserer i timer med lavlast, og lavere produksjon i termiske verk som produserer i timer med høylast. Ifølge studien skal virkningsgraden på kapasiteten som reduserer sin produksjon i timer med høylast være betydelig lavere enn virkningsgraden i verkene som øker sin produksjon i lavlast. Selv med nettoflyt lik null over kabelen skulle dette tilsi reduserte CO₂-utslipp. Dette resonnementet er kun gyldig dersom det er kraft basert på samme brensel som produseres på marginalen både i høylast og lavlast.

I mine simuleringer er Norge nettoeksportør over kabelen til Nederland (ca. 4.25 TWh) og nettoimportør over kabelen til Tyskland (ca. 0.23 TWh), og total termisk produksjon går ned med ca. 1.83 TWh som følge av kablene. Likevel øker de totale CO₂-utslippene. Hva skjer?

5.1.1 Økt produksjon av kullkraft på bekostning av gasskraft

Som diskutert over stiger altså de totale CO₂-utslippene på tross av at den totale kraftproduksjonen faller med ca. 1.8 TWh som følge av kablene. Det er to momenter som er sentrale i forklaringen av dette resultatet. For det første stiger kullkraftproduksjonen med mer enn 4.5 TWh samtidig som gasskraftproduksjonen faller med nesten 5.6 TWh. Ettersom kullkraft er mer forurensede enn gasskraft er økte utslipp en naturlig konsekvens.

Hva er årsaken til at økt overføringskapasitet fører til økt kullkraftsproduksjon på bekostning av gasskraften? Her er igjen de marginale kostnadene svært sentrale. Figur 9 (nedenfor) viser merit- order kurven til total produksjonskapasitet modellert i modellen. Her kommer det tydelig fram at de marginale kostnadene per produserte TWh er betydelig høyere i gasskraftverkene sammenlignet med kullkraftverkene. Derfor tyder det meste på at (nederlandsk) gasskraft er den marginale kraften i systemet under høylast. Resultatene fra simuleringene viser at de nye kablene fører til at norsk vannkraft erstatter nederlandsk gasskraft i timer med høylast, samtidig som (tysk) kullkraft erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast. Dette ses igjen både i handelsmønster over døgnet og i produksjonsendringene over døgnet som oppstår som følge av kablene.



Figur 9 Merit-order kurven (Marginale kostnader)

Figur 9 illustrerer merit- order kurven (grensekostnadskurven) for all produksjonskapasitet modellert i BID år 2007. Fordi det er begrenset overføringskapasitet mellom land og områder, vil merit- order kurven ovenfor aldri være den reelle tilbudskurven for noen land modellert i BID.

Dersom det oppstår flaskehalser mellom områder, dvs. at det er begrensninger i overføringskapasiteten som hemmer kraftflyten, vil områdene bli delt opp i “pris-områder”. Når flaskehalser setter begrensninger på flyten er det typisk slik at området som kraften flyter fra vil ha en lavere pris enn området som mottar kraften.

Fordi kraftflyten mellom Tyskland og Nederland i mine modellkjøringer blir begrenset av overføringskapasiteten i stort sett alle døgnetimer (på vinteren og våren er det kun flaskehals mellom Nederland og Tyskland i timer med høylast), er det ikke uvanlig med store prisforskjeller mellom områdene over døgnetimer. Overføringsbegrensningene inntreffer alltid når kraftflyten går fra Tyskland til Nederland, og derfor er også prisene høyere i Nederland store deler av døgnet.

Med de forutsetningene (mht. Brenselpriser, CO₂-kvotepriser osv.) jeg har gjort i modellen, er grensekostnaden knyttet til det å produsere en TWh betydelig lavere for kullkraftverkene enn for gasskraftverkene. Den mest effektive gasskraften blir produsert i verk med såkalt CC-teknologi (combined cycles) som benytter seg av to turbiner istedenfor en. Dette fører til en høyere virkningsgrad i disse verkene og betydelig lavere grensekostnader pr. produserte TWh enn i resten av gasskraftskapasiteten. I figuren har jeg lagt inn en grensekostnad pr. TWh for vannkraft lik null. For vannkraftverk med magasinmuligheter stemmer dette i realiteten ikke. Selv om produksjonskostnaden for disse verkene er tilnærmet lik null, er det vannverdien som er den reelle produksjonskostnaden ved å produsere strøm. Vannverdien blir bestemt av en rekke faktorer, deriblant fyllingsgrad i eget verk, fyllingsgrad i andre verk i området, forventet tilsig i nærmeste fremtid mm. Se Førsund (2007) for en ypperlig teoretisk framstilling av hva som påvirker vannverdien og hvorfor den varierer mellom perioder). I tillegg til at de reelle grensekostnadene til vannkraftsprodusentene varierer med vannverdien, er også total vannkraftproduksjon bestemt av tilsiget og kan ikke økes utover dette. Derfor har jeg valgt å legge den inn som grunnlastproduksjon i figuren. Atomkraft utgjør en betydelig del av den totale produksjonskapasiteten. Atomkraft er grunnlastproduksjon og denne produksjonsteknologien er svært lite fleksibel. Det er altså ikke mulig å øke/reducere atomkraftproduksjonen på kort varsel som følge av prisendringer.

5.2 Handels-, produksjons- og prisendringene over døgnet som følge av kablene

5.2.1 Vinteren

Resultatene fra simuleringen viser at under en gjennomsnittlig dag i en uke på vinteren så er det tydelig at nederlandske gasskraftverk reduserer sin produksjon i timene med høylast, samtidig som deres totale produksjon i timene med lavlast er uendret. I Tyskland ser vi at kullkraftsproduksjonen øker mest i timene med lavlast og minst i timene med høylast, men at det er produksjonsøkning i den totale kullkraftproduksjonen i alle døgnetimer. Årsaken til at den tyske kullkraftsproduksjonen øker til alle døgnetimer er at de norske prisene om vinteren generelt er høyere enn de tyske over alle døgnetimer, slik at det går flyt fra Tyskland til Norge over kabelen hele dagen. Produksjonsøkningen i Tyskland er størst i timene med lavlast fordi prisene i Tyskland da er såpass mye lavere enn de norske slik at ytterligere eksport og økt produksjon lønner seg. I timene med høylast nærmer de norske og tyske prisene seg, med det resultatet at eksporten fra Tyskland over kabelen faller.

Handelen reflekterer produksjonsendringene. I Tyskland er prisene såpass lave at Norge er importør i alle døgnetimer. Det er flyt fra Norge til Nederland i timene med høylast og eksport fra Nederland til Norge i timene med lavlast. Dette er den døgnprofilen på flyt over kabelen som teorien predikerer, men det er ikke gasskraftverkene som øker sin produksjon for å dekke eksporten i lavlast. Mine data viser at Nederlands eksport av kraft til Tyskland i timer med lavlast reduseres og at denne kraften isteden eksporteres til Norge.

5.2.2 Våren

Det er stort sett de samme endringene i produksjonsmønsteret som vi så om vinteren også om våren som følge av den økte overføringskapasiteten. De nederlandske gasskraftverkene reduserer sin produksjon i de fleste timene med høylast, samtidig som produksjonen forblir uendret under lavlast. De tyske kullkraftverkene øker sin produksjon i alle døgnetimer, men økningen er størst i timene med lavlast. Da er prisforskjellen mellom Norge og Tyskland tilstrekkelig stor til at ytterligere eksport over kabelen lønner seg.

Norge importerer fra Nederland i mange av timene med lavlast og eksporterer til Nederland i timene med høylast. Eksporten fra Nederland til Norge under lavlast skyldes ikke at de nederlandske gasskraftverkene øker sin produksjon i disse timene. Igjen viser mine data at det er lavere eksport fra Nederland til Tyskland i timer med lavlast som ligger bak Nederlands eksport til Norge i de samme timene i døgnet. Samtidig som Nederlands import i timer med høylast fører til reduksjon i produksjonen i landets gasskraftverk. Det er derfor helt tydelig at gasskraft er den marginale kraften i systemet under høylast.

Tyskland har eksport til Norge i lavlast, dette reflekterer også produksjonsendringene i kullkraftverkene som er størst i disse timene i døgnet. I timer med høylast øker kullkraftproduksjonen også, men mindre enn i lavlast som følge av den økte overføringskapasiteten. Det er stort sett ingen handel over kabelen i disse timene, men prisene faller i Tyskland i høylast som følge av kablene.

Det er litt merkelig at kullkraftsproduksjonen (og total tysk produksjon generelt) øker i Tyskland i timer med høylast, når vi samtidig observerer et prisfall i disse timene som følge av kablene. I en ren marginalkostnadsmodell som BID modellen skal ikke produksjonen øke

når prisene går ned. Trolig skyldes resultatet at jeg ser på et gjennomsnittsdøgn innenfor en gitt uke. Gjennomsnittlig faller prisene som følge av kablene, men det kan fortsatt være dager innenfor den gitte uken hvor prisene er høyere med kablene. Dersom den tyske kullkraftsproduksjonen (og total tysk produksjon generelt) reagerer med mye sterkere produksjonsendringer på økte priser relativt til lavere priser kan dette forklare den økte produksjonen i timer med høylast som jeg observerer.

5.2.3 Sommeren

Om sommeren er ikke endringene i produksjonsmønsteret like tydelig for gasskraften i Nederland. Produksjonen faller i stort sett alle døgnets timer, og det er ingen framtrødende forskjell mellom høylast og lavlast. Ofte det derimot slik at gasskraftproduksjonen faller minst i timene med høylast. Årsaken er at det gjennomsnittlige prisnivået i Nederland når sitt høyeste nivå i modellen om sommeren slik at det i timene med høylast også blir lønnsomt for mindre effektive gasskraftverk å produsere, selv om det importeres for fullt over kabelen til Norge.

I Tyskland endres produksjonsmønsteret slik teorien predikerer som følge av den økte overføringskapasiteten til Norge. Den tyske kullkraftproduksjonen faller i timene med høylast. Øker ikke, men er uendret i timene med lavlast. Det er såpass lave priser i Norge om sommeren at det selv under lavlast ikke lønner seg for de tyske kullkraftverkene å øke produksjonen og eksportere til Norge.

Handelen reflekterer produksjonsendringene. Det er flyt fra Norge til Nederland i alle døgnets timer. Dette er tilfellet med handelen til Tyskland også, selv om det om natten under lavlast kan være flyt til Norge i korte perioder.

5.2.4 Høsten

På høsten faller produksjonen i de nederlandske gasskraftverkene i timene med høylast og er uendret i timene med lavlast. Det er derfor flyt til Nederland under høylast, og bare i korte perioder under lavlast går det flyt over kabelen til Norge. Det er også i dette tilfellet ikke gasskraftverkene som øker sin produksjon for å dekke den lille eksporten til Norge som

oppstår om natten i lavlast, men høyere nettoimport fra Tyskland og Belgia relativt til tilfellet uten den ekstra overføringskapasiteten i de samme timene.

I Tyskland øker kullkraftproduksjonen i alle døgnets timer. Økningen er (konterintuitivt) størst i timene med høylast selv om det kun er netto flyt til Norge i timene med lavlast og det ikke handles overhodet i timene med høylast. Årsaken kan være at mine data gjengis som et gjennomsnittsdøgn innenfor en gitt uke (se tidligere forklaring fra avsnitt 5.2.2 på våren).

5.2.5 Totale produksjonsendringer

Tyskland står for mer enn 62 % av den samlede økningen i kullkraftsproduksjonen. Sammen med økningen i kullkraftsproduksjonen på Jylland, Sjælland og i Nederland utgjør de fire områdene omtrent 80 % av den totale økningen i kullkraftsproduksjonen. Nederland står for ca. 62 % av den totale reduksjonen i gasskraft.

5.2.6 Priser

Når det gjelder kablenes effekt på prisene i de forskjellige områdene så er det en tydelig trend at prisene i Nederland og Tyskland i timene med lavlast stiger, samtidig som prisene i timer med høylast faller. Slik at disse landene får en jevnere pris over døgnet. Effekten på prisene i Tyskland av den nye kabelen er dog veldig svak. Dette er som ventet ettersom kapasiteten i kabelen er svært liten i forhold til den totale produksjonskapasiteten i Tyskland. I Norge er prisendringene som følge av den økte overføringskapasiteten motsatt av endringene i det termiske området, og kablene bidrar til økte priser om dagen og lavere priser om natten. Norge får dermed en større variasjon i prisene over døgnet, og en døgnprofil mer lik den i de termiske området. Prisendringene som oppstår i modellen er derfor akkurat slik en skulle forvente utifra drøftningen i de foregående kapitlene.

5.3 Oppsummering

Norsk vannkraft erstatter (nederlandsk) gasskraft i timer med høylast og kullkraft erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast. Denne kullkraften kommer hovedsaklig fra Tyskland, men også Jylland og Sjælland øker sin kullkraftproduksjon som følge av kablene. Nederlandsk kraft erstatter også norsk vannkraft i timer med lavlast om vinteren, våren og til en viss grad

om høsten, men denne kraften kommer fra redusert nettoeksport til Tyskland og Belgia og ikke fra økt gasskraftproduksjon i Nederland. Derfor virker det plausibelt å fastslå at det er gasskraft som produserer på marginalen i timer med høylast, og kullkraft som produserer på marginalen i timer med lavlast.

De teoretiske resonnementene i ECON Analyse (2003) om at ny overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet ville gi positive klimautslag fordi norsk vannkraft erstatter de minst effektive termiske kapasitetene i timer med høylast samtidig som de mest effektive termiske kapasitetene erstatter norsk vannkraft i timene med lavlast får ikke helt gjennomslag i modellsimuleringene. Faktisk viser mine beregninger at det er de mest effektive gasskraftverkene i Nederland som står for den største delen av den totale produksjonsreduksjonen. Den relative produksjonsnedgangen er dog betydelig større i de minst effektive verkene (se tabell 4 nedenfor). Dersom modellen hadde inkludert start- og stopp kostnader hadde vi muligens fått et enda større skille mellom de mest moderne og de eldste verkene. Mange av de eldste verkene hadde da kanskje sluttet å produsere helt, også i timer med høylast. Men dette kan også bikke andre veien. Start- og stopp kostnader kan få de minst effektive verkene til å fortsette produksjonen i timer med lavlast selv om prisene pr. MWh ligger langt under grensekostnaden pr. MWh produsert.

Tabell 4 Produksjonsendringer

	Produksjonsendringer	
CC- teknologi	-2.39 TWh	-7.30 %
gammel teknologi	-1.11 TWh	-19.86 %

Tabell 4 viser endringen i total gasskraftsproduksjon i Nederland fordelt på de ulike teknologiene, både i absolutte verdier (TWh) og relativt.

5.3.1 Samfunnsøkonomisk tap som følge økte utslipp

Dersom kvoteprisen pr. tonn CO₂ er 0.3 euro (som den er for øyeblikket, juni 2007) fører kablene til et samfunnsøkonomisk kostnad på til sammen omtrent 550 000 euro eller 4 345 000 kroner (valutakurs 7.9 kr/euro). Kvoteprisen er forventet å nå et nivå på omkring 24 euro pr. tonn første kvartal 2008 (Offshore.no, 2007). Med en slik kvotepris vil de økte utslippene som følge av den økte overføringskapasiteten føre til en samfunnsøkonomisk kostnad på ca. 44 100 000 euro eller 348 390 000 kroner.

Kvoteprisen er i hovedscenarioet 2 euro. En høyere kvotepris vil påvirke produksjonskostnadene til de ulike teknologiene ulikt. Dette vil kunne påvirke rangeringen i merit- order kurven. Nye kraftkabler mellom Norge og kontinentet vil da kunne virke inn på produksjonssammensetningen og CO₂- utslippene på en annen måte enn det som blir observert i denne simuleringen. Mer om dette i det neste kapitlet.

6. Resultater: Kvotepris

Jeg har gjort en sensitivitetskjøring av modellen for å finne ut hvor høy kvoteprisen må være for at den økte overføringskapasiteten på 1400 MW mellom Norge og kontinentet diskutert i hovedscenarioet skal føre til en reduksjon i de totale CO₂- utslippene relativt til

basisscenarioet uten kablene. I dette scenarioet endres kun CO₂-kvoteprisen i forhold til

hovedscenarioet. Tilsiget er også i denne simuleringen forutsatt som i NVEs definisjon av et normalår (119.7 TWh).

6.1 Endringer i produksjon og totale CO₂- utslipp

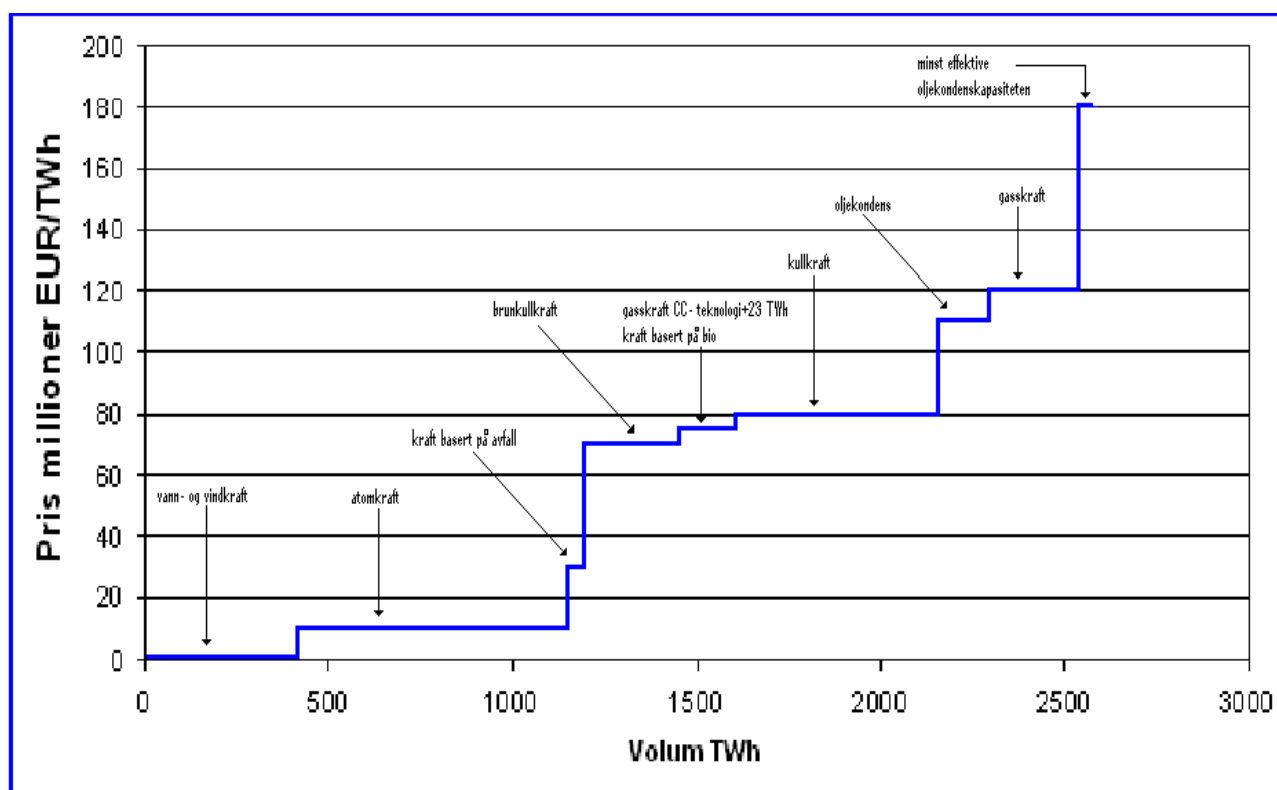
Tabell 5 endringene i produksjon og CO₂- utslipp

Total kraftproduksjon i 2007 (TWh)	0.01
Totale CO ₂ - utslipp i 2007 (tonn)	-442139.80
Total gasskraftproduksjon(TWh)	0.43
Totale CO ₂ - utslipp i gasskraft- sektoren	-104638.10
Total kullkraftproduksjon(TWh)	-0.67
Totale CO ₂ - utslipp i kullkraft- sektoren	-685757.36
Total oljekraftproduksjon(TWh)	-0.70
Totale CO ₂ - utslipp i oljekraft- sektoren	-489902.31
Total brunkullkraftproduksjon(TWh)	0.87
Totale CO ₂ - utslipp i brunkullkraft- sektoren	838157.98
Total vannkraftproduksjon(TWh)	0.08
Totale CO ₂ - utslipp i vannkraft- sektoren	0
Total kraftproduksjon basert på bio og søppel(TWh)	0
Totale CO ₂ - utslipp i bio-/søppel- sektoren	0
Total atomkraftproduksjon(TWh)	0
Totale CO ₂ - utslipp i atomkraft- sektoren	0
Total vindkraftproduksjon(TWh)	0

Tabell 5 viser endringene i produksjon og CO₂- utslipp som oppstår dersom overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet økes med 1400 MW relativt til basisscenarioet gitt en kvotepris på 60 EURO/tonn CO₂. Kjøringer av modellen viser at kvoteprisen må være temmelig høy før de totale CO₂- utslippene går ned som følge av at det legges to nye kraftkabler på 700 MW til Tyskland og Nederland. Ikke før kvoteprisen når 60 EURO/tonn CO₂ reduseres de totale CO₂- utslippene i en situasjon med økt overføringskapasitet i forhold til en situasjon uten. Fra tabellen over ser vi at med den økte overføringskapasiteten øker gasskraftsproduksjonen med ca. 0.4 TWh samtidig som kullkraftsproduksjonen faller med ca. 0.7 TWh. I tillegg til disse endringene vil kraft basert på olje falle med ca. 0.7 TWh og kraft basert på brunkull øke med nesten 0.9 TWh. Hvorfor oppstår disse endringene?

6.1.1 Mer konkurransedyktig gasskraft

For det første har den økte kvoteprisen gjort den mest effektive gasskraftkapasiteten konkurransedyktig i forhold til kullkraften. De har nå byttet plass i Merit- order kurven (se figur 10 neste side) og det er i større grad enn tidligere (nederlandsk) gasskraft som erstatter norsk vannkraft under lavlast, samtidig som norsk vannkraft oftere erstatter (tysk) kullkraft under høylast. For det andre ser vi også at selv om den totale gasskraftsproduksjonen øker så faller de totale CO₂- utslippene i denne sektoren. Dette skyldes at det er de mest effektive gasskraftverkene som tas i bruk på bekostning av produksjon i de minst effektive verkene. Produksjonen i verkene som produserer elektrisitet basert på olje faller også, hovedsaklig på bekostning av økt produksjon i verk som baserer sin produksjon på brunkull. Kraftproduksjon basert på brunkull øker altså som følge av nye kraftkabler. Dette skyldes at selv med en kvotepris på 60 EURO/tonn CO₂ så vil fortsatt kraft basert på brunkull være svært konkurransedyktig i forhold til den mest effektive gasskraftkapasiteten.



Figur 10 Merit order kurven (grensekostnader)

Figur 10 Illustrerer merit order kurven (grensekostnadskurven) for all produksjonskapasitet modellert i BID år 2007 med en kvotepris på 60 EURO/tonn. Fordi det er begrenset overføringskapasitet mellom land og områder, vil kurven aldri være den reelle kurven for noen land modellert i BID.

En kvotepris på 60 EURO/tonn fører til at den mest effektive gasskraftskapasiteten bytter plass med kullkraften i merit order kurven. I figuren har jeg igjen lagt inn vannkraftsproduksjonen som grunnlast (se tilsvarende forklaring til figur 9). Ellers ser vi også at de marginale produksjonskostnadene øker dramatisk for kraftproduksjon basert på fossilt brensel ved et slikt kvoteprisnivå.

6.2 Handels-, produksjons- og prisendringer

6.2.1 Handels- og produksjonsendringer

Data over nettohandel over kablene viser at nettoeksporten til Nederland faller med ca. 2 TWh samtidig som nettoeksporten øker med nesten 1 TWh til Tyskland med en kvotepris på 60 EURO/tonn relativt til en situasjon med en kvotepris på 2 EURO/tonn. Nå går flyten over kabelen til Nederland i større grad enn tidligere slik teorien predikerer med Norge som eksportør i timer med høylast og Nederland som eksportør i timer med lavlast. I forrige simulering gikk flyten ofte fra Norge til Nederland, bare unntaksvis gikk flyten andre veien. Dette er nå jevnet mer ut med økt kvotepris. Nettohandelen reflekteres også i produksjonsendringene over døgnet, med økt gasskraftproduksjon i timer med lavlast og lavere gasskraftproduksjon i timer med høylast. I simuleringen med lavere kvotepris førte kablene ofte til en reduksjon i gasskraftproduksjonen over døgnet, og bare i svært få timer til en økning.

Tabell 6 Produksjonsendringer

kvotepris 60 uten kabler		kvotepris 60 med kabler	Endringer	
CC- teknologi	43.45 TWh	43.97 TWh	0.52 TWh	1.21%
gammel teknologi	5.34 TWh	4.39 TWh	-0.94 TWh	-17.67%

Tabell 6 viser hvordan den totale gasskraftproduksjonen i Nederland endrer seg som følge av kablene når kvoteprisen er 60 EURO/tonn CO₂. Tabellen viser tydelig at det er den mest effektive gasskraft- teknologien som øker sin produksjon etter at den økte overføringskapasiteten til Norge er på plass, samtidig som den minst effektive gasskraft- kapasiteten reduserer sin produksjon. Dataene fra simuleringen viser også at det er den mest effektive kapasiteten som øker sin produksjon i timer med lavlast og den minst effektive kapasiteten som reduserer sin produksjon i høylast.

For Tyskland ser vi med en kvotepris på 60 EURO/tonn CO₂ også en flyt over kabelen til Norge ganske lik den mellom Norge og Nederland. Norsk vannkraft erstatter tysk kullkraft i timer med høylast og tysk kullkraft erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast. Dette mønsteret er tydeligere etter hevingen av kvoteprisen. Tidligere var det ofte eksport fra

Tyskland til Norge i lavlast, men mer sjelden eksport fra Norge til Tyskland i timer med høylast. Spesielt dersom vi ser handelen på vinteren og våren. Tyskland går fra å være nettoeksportør til og bli nettoimportør som følge av den økte kvoteprisen.

6.2.2 Priser

Det er også interessant å se hva økningen i kvoteprisen på CO_2 gjør med prisene i markedsområdene. En kvotepris på 60EUR/tonn CO_2 øker produksjonskostnadene i termiske verk betydelig, og driver opp prisen i disse områdene. Ettersom områdene er knyttet opp mot til hverandre vil dette påvirke prisene også i Norge, og vi får en kraftig prisøkning også her. Mine data viser at en kvotepris på 60EUR/tonn CO_2 fører til at gjennomsnittlig kraftpris nesten tredobler seg i forhold til en situasjon med kvotepris 2EUR/tonn CO_2 både med og uten kabler. Effekten på prisene i Norge er marginalt sterkere med kabler enn uten, hvilket er naturlig ettersom priseffekter på kontinentet vil påvirke Norge i større grad enn tidligere med økt overføringskapasitet.

6.3 Hvorfor gir økte kvotepriser endringer i produksjonssammensetningen og totale CO_2 - utslipp?

Dersom kvoteprisen stiger så fører det til økte kostnader hos kraftprodusentene som har utslipp knyttet til sin kraftproduksjon. Ulik virkningsgrad og ulikt karboninnhold i fossilt brensel medfører at CO_2 -prisen i ulik grad påvirker marginalkostnaden for ulike typer fossilt basert kraftproduksjon. Effekten er sterkere jo større utslippene er pr. MWh produsert. Ettersom det generelt er større utslipp pr. MWh i kraftproduksjon basert på kull enn det er for gass (og olje), så vil økte kvotepriser gi sterkere utslag i kostnadene til kullkraftsprodusenter enn for gasskraftprodusenter. Dette vil kunne som vi har sett påvirke rangeringen i merit-order kurven (både på kort og lang sikt), og på denne måten endre produksjonssammensetningen (NVE, 2005).

6.4 Oppsummering

Med en kvotepris på 60EUR/tonn CO_2 erstatter norsk vannkraft i større grad enn i simuleringen med lavere kvotepriser den termiske kraftproduksjonen i timene med høylast

som forurenses mest. Samtidig som det er mindre forurensende termisk kraft som erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast. Resultatet skyldes at den økte kvoteprisen har gjort gasskraft mer konkurransedyktig med kullkraft, slik at det nå oftere er kullkraft som produserer på marginalen i systemet under høylast. Økningen av kvoteprisen har dermed bidratt til at produksjonssammensetningen, og handels- og produksjonsmønsteret vi så i simuleringen med lavere kvotepris endres.

I alle de andre simuleringene er kvoteprisen satt til 2 EURO/tonn CO_2 i modellen. Det er et greit nivå og ihvertfall ikke for lavt ettersom nåværende kvotepris (juni 2007) er på ca. 0.3 EUR/tonn CO_2 . For 2008 ligger kvoteprisen på ca. 24 EURO/tonn CO_2 som nevnt i forrige kapittel (Offshore.no, 2007). Det betyr at en kvotepris på 60 EURO/tonn CO_2 må anses som temmelig høyt. Et slikt kvotepris- nivå vil ikke nås før kvotefordeling blir enda mer restriktiv enn dagens.

7. Resultater: Enslige kabler

I dette kapittelet beskriver jeg resultatene fra to simuleringer. I den første legges det kun en kabel til Nederland. I den andre simuleringen legges det kun en kabel til Tyskland. Da kan jeg vurdere kablenes miljøeffekter hver for seg. Det er mulig at dersom det kun legges en kabel til ett av landene at dette har en helt annen effekt på CO₂- utslippene enn om det legges to kabler, et til hvert land, samtidig. De single kablene vil begge være på 700 MW. Alle andre forutsetninger er like de i hovedscenarioet, og tilsiget er som i et normal år.

7.1 Scenario med kabel til Nederland

Tabell 7 endringene i CO₂- utslipp og produksjon

Enslig kabel til Nederland		Enslig kabel til Tyskland	
Totale CO ₂ - utslipp i kraftsektoren	1863081.88	Totale CO ₂ - utslipp i kraftsektoren	-11001.91
Total produksjon i kraftsektoren	0.03	Total produksjon i kraftsektoren	-0.04
CO ₂ - utslipp, gasskraft	-1925333.06	CO ₂ - utslipp, gasskraft	-7423.60
Produksjon, gasskraft	-3.71	Produksjon, gasskraft	-0.02
CO ₂ - utslipp, kullkraft	4315151.62	CO ₂ - utslipp, kullkraft	-12236.23
Produksjon, kullkraft	4.47	Produksjon, kullkraft	0.042
CO ₂ - utslipp, oljekraft	-526736.63	CO ₂ - utslipp, oljekraft	2.23
Produksjon, oljekraft	-0.76	Produksjon, oljekraft	0
CO ₂ - utslipp, brunkullkraft	0.05	CO ₂ - utslipp, brunkullkraft	8655.79
Produksjon, brunkullkraft	0	Produksjon, brunkullkraft	0.01
Produksjon, vannkraft	0.03	Produksjon, vannkraft	-0.08
Produksjon, bio og søppel	0	Produksjon, bio og søppel	0
Produksjon, atomkraft	0	Produksjon, atomkraft	0
Produksjon, vindkraft	0	Produksjon, vindkraft	0

Tabell 7 viser endringene i CO₂ - utslipp (tonn) og produksjon (TWh), både totalt innenfor kraftsektoren og innenfor hver enkelt produksjonsteknologi. Første del av tabellen viser endringene som oppstår dersom det legges en kabel på 700 MW kun til Nederland. Den andre

delen av tabellen viser endringene som oppstår dersom overføringskapasiteten økes med 700 MW kun til Tyskland.

Tabellen viser at en ny kabel til Nederland vil ha omtrent de samme utslagene på de totale CO₂-utslippene fra kraftsektoren modellert i BID som tilfellet var i hovedscenariet med kabel til både Nederland og Tyskland. De totale utslippene øker med ca. 1.86 millioner tonn CO₂. Dette skyldes som i hovedscenariet at kullkraftproduksjonen går opp på bekostning av kraft basert på gass. Total gasskraftsproduksjon faller med ca. 3.7 TWh og total kullkraftsproduksjon øker med ca. 4.5 TWh.

Tabell 8 produksjonsendringene

	NEDERLAND		BASE		ENDRINGER	
CC- teknologi	30.30		32.68		-2.39	-7.30%
gammel teknologi	4.48		5.59		-1.11	-19.86%

Tabell 8 viser produksjonsendringene (TWh) som oppstår innenfor moderne og gammel gasskraftsteknologi som følge av en ny kabel på 700 MW mellom Norge og Nederland. Vi ser at det også i tilfellet med bare kabel til Nederland er den eldste gasskraftsteknologien som relativt står for den største andelen av produksjonsreduksjonen innenfor gasskraftsektoren. Mine data viser også at det er tysk kullkraft som står for den største andelen av den totale økningen i kullkraftsproduksjonen.

Tabell 9 Produksjonsendringer

	Med kabel		Uten kabel		Endringer
Tysk kullkraftproduksjon	136.39		133.55		2.84

Tabell 9 viser totale produksjonsendringer (TWh) som oppstår innenfor tysk kullkraftproduksjon som følge av en ny kabel på 700 MW mellom Norge og Nederland.

Norges nettoeksport over kabelen er på omtrent 4 TWh. Halvparten av denne eksporten blir dekket av økt import fra Jylland, og den andre halvparten av økt import fra Sverige.

Mine data viser som forventet flyt fra Norge til Nederland i timer med høylast og flyt fra Nederland til Norge i timer med lavlast, bortsett fra om sommeren hvor Norge er eksportør

over kabelen i alle døgnets timer. Dette fører til reduksjon i gasskraftsproduksjonen i Nederland i timer med høylast og import fra Norge i disse timene. I timene med lavlast hvor det går flyt fra Nederland til Norge er det kullkraften i Tyskland som øker sin produksjon og denne kraften eksporteres til Nederland. Den nederlandske gasskraften øker ikke sin produksjon i timene med lavlast og eksport til Norge. Dermed er det den tyske kullkraften som er kilden til eksporten fra Nederland til Norge i lavlast. Total nettoimport til Nederland øker med ca. 3.5 TWh som følge av kabelen. Dette motsvares av en netto reduksjon i nederlandsk gasskraftproduksjon på omtrent det samme.

Dette tyder på at det er den nederlandske gasskraften som er den marginale kraften i systemet i timene med høylast, og tysk kullkraft i timene med lavlast.

Totalt fører en ny kabel på 700 MW mellom Norge og Nederland til at de totale CO₂-utslippene fra kraftsektoren modellert i BID øker med omtrent 1.86 millioner tonn CO₂. Dette skyldes at kullkraftproduksjonen i Tyskland (og på Jylland og Sjælland) går opp på bekostning av gasskraft i Nederland. Total gasskraftsproduksjon faller med ca. 3.7 TWh og total kullkraftsproduksjon øker med ca. 4.5 TWh.

7.2 Scenario med 700 MW kabel til Tyskland

En ny kabel mellom Norge og Tyskland fører til en marginal reduksjon i totale CO₂-utslipp på ca. 11000 tonn. Det er ingen store endringer i total kraftproduksjon innenfor noen av teknologiene. Kullkraftproduksjonen øker marginalt med omtrent 0.04 TWh, likevel faller totale utslipp fra denne sektoren. Derfor kan det fastslås at den nye kabelen fører til økt produksjon i de mest effektive kullkraftverkene og mindre produksjon i mindre effektive kullkraftverk, selv om effektivitetsforskjellene mellom kullkraftverkene er betydelig mindre enn for gasskraftkapasiteten.

Tyskland er nettoimportør over kabelen. Total import er omtrent 1.16 TWh. Dette fører til at Tyskland reduserer sin import fra hovedsaklig Polen, Sjælland, Jylland og Sør-Sverige. Norge som er nettoeksportør over kabelen øker sin import fra Sverige og Jylland for å dekke inn eksporten til Tyskland.

Kraften flyter fra Norge til Tyskland i timene med høylast, bortsett fra på vinteren. I disse timene i høylast er det ingen handel mellom områdene. Handelen i timer med høylast fører til reduksjon i tysk kullkraftsproduksjon i disse timene. I lavlast går flyten fra Tyskland til Norge unntatt på sommeren da Norge er eksportør i alle døgnets timer. I timer med lavlast fører kabelen til økt tysk kullkraftsproduksjon. Fordi tysk kullkraft produserer på marginalen både i høylast og lavlast, bidrar kabelen på 700 MW mellom Norge og Tyskland ikke til de store endringene i CO_2 -utslippene.

I timer med lavlast går flyten stort sett hele året fra Tyskland til Norge. Dette fører til en økning i kullkraftsproduksjonen i Tyskland i disse timene, men denne motsvares av en reduksjon i timene med høylast, slik at netto kullkraftsproduksjon i Tyskland er omtrent uendret som følge av kabelen.

7.3 Diskusjon: Hvorfor har de enslige kablene så forskjellige utslag på totale CO_2 -utslipp?

Forklaringen på at vi får en økning i totale CO_2 -utslipp med en 700 MW kabel til kun Nederland, samtidig som vi får en marginal reduksjon i totale CO_2 -utslipp dersom det kun legges en 700 MW kabel til Tyskland er det følgende: En kabel til Nederland fører til at norsk vannkraft erstatter nederlandsk gasskraft i timene med høylast. Dette fører ikke til redusert kullkraftproduksjon i de tyske kullkraftverkene, da Nederlands nettohandel med Tyskland i timer med høylast er uendret som følge av kabelen. Gasskraftverkene i Nederland reduserer derfor sin produksjon tilsvarende nettoimporten fra Norge i timer med høylast. I lavlast derimot da det er nettoflyt fra Nederland til Norge over kabelen er det økt produksjon i tyske kullkraftverk og økt eksport fra Tyskland til Nederland. Det er derfor tysk kullkraft som er kilden til Nederlands eksport til Norge i lavlast. Kabelen fører derfor til lavere gasskraftsproduksjon i Nederland i høylast og høyere kullkraftsproduksjon i Tyskland i lavlast. Vi får dermed økt kullkraftsproduksjon og redusert gasskraftsproduksjon. Dermed øker de totale CO_2 -utslippene som følge av kabelen mellom Norge og Nederland.

En kabel mellom Tyskland og Norge har ikke samme effekt fordi: Norge eksporterer til Tyskland i timer med høylast og erstatter dermed kullkraft i Tyskland. Norges eksport til Tyskland i disse timene fører ikke til økt eksport fra Tyskland til Nederland i det samme

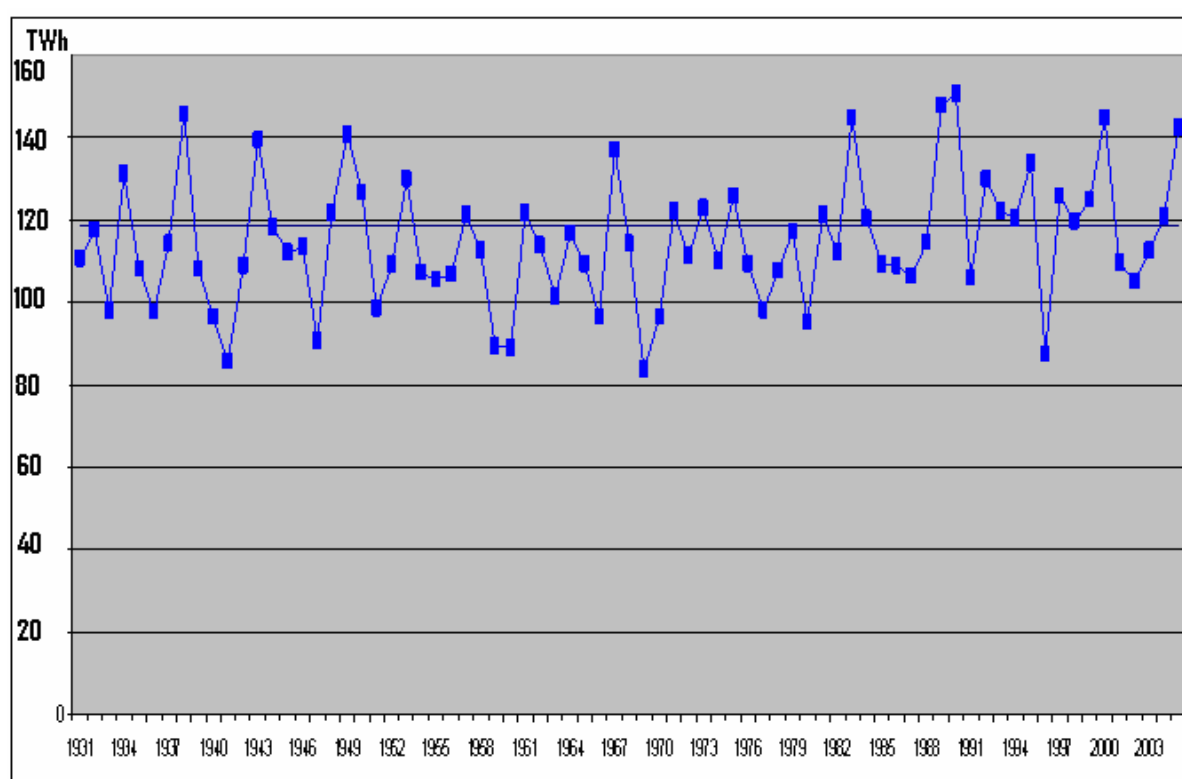
tidsrommet fordi overføringskapasiteten i disse timene mellom Nederland og Tyskland allerede er fullt utnyttet. Dermed fører kabelen mellom Norge og Tyskland til at det er tysk kullkraft og ikke nederlandsk gasskraft som produserer på marginalen under høylast. Dette blir resultatet grunnet flaskehalser mellom Nederland og Tyskland i timer med høylast. I dette tilfellet har flaskehalsen mellom Tyskland og Nederland i timer med høylast faktisk en positiv effekt på miljøet.

7.4 Oppsummering

I Nederland er gasskraften den marginale kraften i timer med høylast, og tysk kullkraft den marginale kraften i timer med lavlast. Derfor fører en singel kabel mellom Norge og Nederland til økte CO_2 -utslipp. I Tyskland produserer kullkraften på marginalen både under høylast og lavlast som følge av begrensninger i nettkapasiteten mot Nederland. En enslig kabel mellom Norge og Tyskland har derfor ingen stor innvirkning på de totale CO_2 -utslippene fra kraftsektoren i Nord- Europa. Paradoksalt nok har en flaskehals i dette tilfellet en positiv effekt på miljøet.

8. Resultater: Tørrår og Våtår

Tilsiget i Norge kan variere betydelig fra år til år. Ekstra overføringskapasitet fra Norge til kontinentet vil kunne ha en helt annen effekt på produksjonssammensetningen og totale CO₂-utslipp under et tørt år relativt til et vått år. Derfor er det interessant å se på hvilke effekter økt overføringskapasitet har under år med tilsig som varierer fra det normale (gjennomsnittlige).



Figur 11 årlige tilsig

Kilde: Statnett, interne filer.

Figur 11 viser de årlige tilsigene (i TWh) fra 1931 til 2005 i Norge. Fra figuren kan vi se at siden 1931 var 1969 det tørreste året da totale tilsig var ca. 83.7 TWh. Det våteste året i samme periode var 1991 med et tilsig på ca. 150.4 TWh. Dette er svært ekstremt. Derfor vil jeg i mine simuleringer anta at det totale tilsiget i det våte året er på 145 TWh som har større sannsynlighet for å inntreffe. Det totale tilsiget i det tørre året er i mine simuleringer på 90 TWh. Forventet tilsig over året i et normalt år er som tidligere nevnt 119,7 TWh i modellen.

8.1 Vått år

Både med og uten kabler fører et vått år av denne størrelsen til at de totale CO₂- utslippene fra kraftsektoren modellert i BID- faller betydelig, opp mot 20 millioner tonn CO₂, i forhold til et år med normalt tilsig. Årsaken er at et tilsig på 145 TWh fører til en økning i vannkraftproduksjonen på nesten 21 TWh i forhold til et år med normalt tilsig. Denne økningen i vannkraftsproduksjonen motsvares av en tilsvarende produksjonsnedgang i termiske verk.

Tabell 10 Endringene i produksjon og totale CO₂- utslipp

Totale utslipp i kraftsektoren	1262129.07	tonn CO ₂
Total produksjon i kraftsektoren	-0.39	TWh
Utslipp, gasskraft	-1963737.37	tonn CO ₂
Produksjon, gasskraft	-3.81	TWh
Utslipp, kullkraft	3744229.98	tonn CO ₂
Produksjon, kullkraft	4.02	TWh
Utslipp, oljekraft	-527019.28	tonn CO ₂
Produksjon, oljekraft	-0.76	TWh
Utslipp, brunkullkraft	8655.74	tonn CO ₂
Produksjon, brunkullkraft	0.01	TWh
Produksjon, vannkraft	0.14	TWh
Produksjon, bio og søppel	0	TWh
Produksjon, atomkraft	0	TWh
Produksjon, vindkraft	0	TWh
Total endring i termisk kraftproduksjon	-0.53	TWh

Tabell 10 viser endringene som oppstår i et vått år (tilsig på 145 TWh i Norge) dersom det legges to kabler, begge på 700 MW til Tyskland og Nederland. Tabellen viser at to kabler på 700 MW som knytter Norge sammen med Tyskland og Nederland øker de totale utslippene i 2007 med omtrent 1.26 millioner tonn CO₂, i forhold til en situasjon uten kablene i et vått år.

Årsaken er at kablene fører til at total gasskraftsproduksjon faller med ca. 3.8 TWh, samtidig som total kullkraftsproduksjon øker med omtrent 4 TWh.

8.1.1 Kabel til Nederland

Det er flyt fra Norge til Nederland stort sett gjennom hele døgnet året rundt i et vått år.

Unntaket er i noen få timer i lavlast om vinteren, våren og høsten hvor flyten går til Norge.

Total netto flyt fra Norge til Nederland er ca. 4.5 TWh. I timer med høylast fører kablene til at nederlandsk gasskraftproduksjon faller. I lavlast er det ingen effekt på gasskraftsproduksjonen i Nederland. Totalt faller gasskraftproduksjonen i Nederland med ca. 3.4 TWh som følge av kablene. Det relative produksjonsfallet er størst innenfor den minst effektive gasskraftsteknologien. 17.4 % innenfor den eldste gasskraftsteknologien mot 7.4 % innenfor den mest effektive gasskraftsteknologien (CC- teknologi). Nederlands import fra Norge i høylast fører til at Nederland øker sin eksport til Belgia i disse timene. Det fører til at produsentene i Belgia som produserer kraft basert på olje reduserer sin produksjon under høylast. Total produksjon av kraft basert på oljekondens faller med ca. 0.7 TWh i Belgia.

8.1.2 Kabel til Tyskland

Total netto flyt fra Norge til Tyskland er ca. 5 TWh. Også over kabelen til Tyskland flyter det kraft fra Norge til Tyskland i stort sett alle døgnet timer. Likevel fører ikke dette alltid til en reduksjon i den tyske kullkraftsproduksjonen i disse timene. Tysk kullkraftsproduksjon øker som en følge av kablene stort sett i alle døgnet timer på vinteren og våren. Denne produksjonsøkningen eksporteres til Sverige og Sjælland. På sommeren og høsten er det ikke stor nok prisforskjell mellom Tyskland og Sjælland og Sverige til at en økning av eksporten til disse områdene skulle lønne seg. Derfor faller tysk kullkraftsproduksjon i nesten alle døgnet timer som følge av importen fra Norge i denne perioden. Total tysk kullkraftsproduksjon faller med ca. 0.5 TWh som følge av kablene.

8.1.3 Andre effekter

Som nevnt over fører kablene til norsk nettoeksport til Tyskland og Nederland på totalt ca. 9.5 TWh. Dette fører til redusert eksport fra Norge til andre områder. Eksporten til Sverige og Sjælland faller med henholdsvis 6.6 TWh og 2.6 TWh. Altså nesten tilsvarende eksporten til Tyskland og Nederland. Dette fører til at Sverige øker sin import fra Finland, Tyskland og Sjælland med henholdsvis ca. 2.8 TWh, 2 TWh og 2 TWh. Totalt 6.8 TWh.

Disse endringene fører til at kullkraftsproduksjonen i Finland, Jylland, Sjælland og Sverige øker med henholdsvis 2.8, 1, 0.5 og 0.3 TWh. Totalt 4.8 TWh. Samtidig faller kullkraftsproduksjonen i Tyskland og Polen med henholdsvis 0.5 TWh og 0.2 TWh. Totalt 0.7 TWh. Dette forklarer den totale økningen av kullkraft på omtrent 4 TWh fra kraftsektoren modellert i modellen.

8.1.4 Oppsummering

Det er nederlandsk gasskraft som produserer på marginalen i timer med høylast. Med kabler i et vått år erstatter norsk vannkraft nederlandsk gasskraft i disse timene. I timer med lavlast er nederlandsk gasskraftsproduksjon upåvirket. Totalt faller nederlandsk gasskraftproduksjon med ca 3.7 TWh relativt til et vått år uten kablene. Norsk vannkraftsproduksjon faller i timene med lavlast med kablene relativt til en situasjon uten. Selv om det stort sett går flyt fra Norge til Tyskland i alle døgnetts timer over hele året faller tysk kullkraftsproduksjon bare med totalt ca. 0.5 TWh som følge av kablene. Den reduserte termiske produksjonen i Nederland og Tyskland erstattes av økt produksjon i kullkraftverkene i Norden. Hovedsaklig i Finland, Jylland og på Sjælland. Det er derfor ledig kapasitet i de nordiske kullkraftverkene og det er disse som produserer på marginalen i Norden.

Samlet fører dette til at total gasskraftproduksjon faller med 3.8 TWh, samtidig som total kullkraftsproduksjon øker med omtrent 4 TWh. Dermed øker CO₂-utslippene i et vått år med kabler relativt til et vått år uten.

8.2 Tørt år

Et tørt år i Norge med et tilslag på bare 90 TWh fører til at total vannkraftsproduksjon i modellen faller med omtrent 27 TWh, både med og uten kabler til kontinentet. Dette bidrar til at termisk kraftproduksjon øker med ca. 25 TWh. Økningen er ca. 0.6 TWh større dersom den ekstra overføringskapasiteten til Nederland og Tyskland eksisterer. Dette fører til en betydelig økning i totale CO₂-utslipp i forhold til et år med normalt tilslag. Omtrent 23.9 millioner tonn ekstra CO₂-utslipp uten kablene og 26.4 millioner tonn ekstra CO₂-utslipp med kablene.

Tabell 11 Endringene i produksjon og totale CO₂- utslipp

Totalt CO ₂ - utslipp i kraftsektoren	2535691.35	Tonn CO ₂
Total produksjon i kraftsektoren	0.69	TWh
CO ₂ - utslipp, gasskraft	-1992677.75	Tonn CO ₂
Produksjon, gasskraft	-3.88	TWh
CO ₂ - utslipp, kullkraft	5048925.19	Tonn CO ₂
Produksjon, kullkraft	5.24	TWh
CO ₂ - utslipp, oljekraft	-529211.83	Tonn CO ₂
Produksjon, oljekraft	-0.76	TWh
CO ₂ - utslipp, brunkullkraft	8655.74	Tonn CO ₂
Produksjon, brunkullkraft	0.01	TWh
Produksjon, vannkraft	0.08	TWh
Produksjon, bio og søppel	0	TWh
Produksjon, atomkraft	0	TWh
Produksjon, vindkraft	0	TWh
Total endring i termisk kraftproduksjon	0.61	TWh

Tabell 11 viser endringene som oppstår i et tørt år (tilsig på 90 TWh i Norge) dersom det legges to kabler begge på 700 MW til Tyskland og Nederland. Vi ser at de totale utslippene i et tørt år øker med ca. 2.54 millioner tonn CO₂ i en situasjon med ekstra overføringskapasitet til Nederland og Tyskland relativt til en situasjon uten. Igjen er kjernen i forklaringen at gasskraftsproduksjonen (i Nederland) faller med omtrent 3.9 TWh samtidig som total (hovedsaklig tysk) kullkraftsproduksjon øker med ca. 5.2 TWh som følge av den ekstra overføringskapasiteten.

8.2.1 Kabel til Nederland

Kraftflyten går fra Norge til Nederland i timer med høylast hele året. I lavlast går flyten fra Nederland til Norge, unntatt på sommeren da flyten går til Nederland i alle døgnets timer. Dette bidrar til at nederlandsk gasskraftproduksjon faller i timer med høylast. I lavlast er det ingen effekt på gasskraftproduksjonen i Nederland. Norges nettoeksport til Nederland er på ca. 3.6 TWh, og nederlandsk gasskraftproduksjon faller med omtrent like mye (22.4 % innenfor den eldste gasskraftsteknologien mot 7.4 % innenfor den mest effektive gasskraftsteknologien, CC- teknologi). Også i et tørt år fører eksporten fra Norge til

Nederland i høylast til at Nederland øker sin eksport til Belgia i disse timene. Det fører til at produsentene i Belgia som produserer kraft basert på olje reduserer sin produksjon under høylast. Total produksjon av kraft basert på oljekondens faller med ca. 0.7 TWh i Belgia.

8.2.2 Kabel til Tyskland

Over kabelen til Tyskland går kraftflyten til Norge i alle døgnetts timer hele året. Dette bidrar til at tyske kullkraftsprodusenter øker sin produksjon i de fleste av døgnetts timer hele året, men det er en tendens til at økningen er størst i lavlast. Årsaken er at Tyskland øker sin eksport til Nederland i timer med lavlast som følge av kablene. Unntaket er på sommeren da denne økningen ikke oppstår. Dette betyr at det er tyske kullkraftsprodusenter som øker sin produksjon for å dekke eksporten over kabelen mellom Norge og Nederland i timer med lavlast, i tillegg til eksporten til Norge over kabelen mellom Tyskland og Norge. Totalt fører dette til at tysk kullkraftproduksjon øker med ca. 4.7 TWh og at nederlandsk import fra Tyskland øker med ca. 0.8 TWh. Norges nettoimport over kabelen til Tyskland er ca. 4.3 TWh.

8.2.3 Oppsummering

Også i et tørt år bidrar kablene til å øke de totale CO₂ - utslippene relativt til et år med tilsvarende tilsig uten kablene. Igjen er årsaken at (nederlandsk) gasskraftproduksjon faller som følge av kablene. Dette bidrar til å øke kullkraftproduksjonen i andre områder. I det våte året var det var det kullkraftverk i Norden som økte sin produksjon for å dekke produksjonsfallet innenfor gasskraftsektoren. I det tørre året er det derimot de tyske kullkraftprodusentene som står for nesten hele økningen av kullkraft. Det er bare svært små økninger i kullkraftproduksjonen i andre områder (Sjælland og Polen). Total gasskraftproduksjon faller med ca. 3.9 TWh samtidig som total kullkraftsproduksjon øker med ca. 5.2 TWh. Dette bidrar til å øke de totale utslippene med ca. 2.54 millioner tonn CO₂.

9. Konklusjon

I denne oppgaven har jeg diskutert hvilke effekter økt overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet i form av nye kraftkabler til Tyskland og Nederland kan ha på de samlede CO₂-utslippene fra kraftsektoren. Dette ble både gjort ved hjelp av teoretiske resonnementer og resultater fra simuleringer i kraftmarkedsmodellen ECON BID 1.1 (ECON Analyse, 2007).

Studiene diskutert i den teoretiske delen av oppgaven ga ulike svar på hvilke endringer i CO₂-utslippene fra kraftsektoren i Nord- Europa som ville oppstå dersom ny overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet ble bygd. Basert på Sandsbråten og Von der fehr (1997) og Crampes og Moreux (1999) vil økte utslipp være en naturlig konsekvens av nye kraftkabler. I grove trekk skyldes dette at nye kraftkabler vil bidra til økt produksjon i termiske lavlast- verk (kullkraft) og lavere produksjon i termiske høylast- verk (gasskraft). I artiklene til Amundsen m.fl. (1999), Unger og Alm (2000) og Hauch (2003) ble det argumentert for at elektrisitetshandel mellom Norge og resten av Norden ville bidra til lavere totale CO₂- utslipp fra kraftsektoren i Norden. Bygging av nye kraftkabler til kontinentet blir ikke direkte diskutert, men Amundsen m.fl. (1999) påpeker at handel med Tyskland kan føre til økte CO₂- utslipp. Kun i artikkelen ECON Analyse (2003) blir det eksplisitt hevdet at ny overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet kan bidra til lavere CO₂- utslipp. Dette argumentet baserer de på at ny overføringskapasitet bidrar til økt produksjon i termiske verk med høyere virkningsgrad om natten og mindre produksjon i termiske verk med lavere virkningsgrad på dagen i timer med høylast.

Resultatene fra modellsimuleringene viste at økt overføringskapasitet til kontinentet stort sett bidro til økte CO₂- utslipp fra kraftsektoren. Dette skyldes hovedsaklig at de underliggende forutsetningene med hensyn til brenselpriser og kvotepris pr. tonn CO₂ osv. som er tatt i modellen, fører til at marginalkostnadene i gasskraftverkene er betydelig høyere enn for kullkraftverkene. Dermed erstatter norsk vannkraft gasskraft i timer med høylast, samtidig som kullkraft erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast. Dette fører til at total

kullkraftsproduksjon øker, samtidig som samlet gasskraftsproduksjon går ned. Ettersom det er knyttet større utslipp pr. MWh produsert til kraftproduksjon basert på kull enn gass, øker de totale CO₂- utslippene fra kraftsektoren modellert i BID.

Resultatene fra kjøringene av modellen er derfor helt i samsvar med det vi skulle forvente utifra studiene til Sandsbråten og von der Fehr (1997) og Crampes og Moreux (1999). Selv om det er den minst effektive gasskraftskapasiteten som reduserer sin produksjon relativt mest i timer med høylast som følge av nye kabler til kontinentet så er det ikke den mest effektive gasskraften som erstatter norsk vannkraft i timer med lavlast, men kullkraft. Resonnementet om at samspillet mellom det norske markedet og det termiske kontinentet kan føre til lavere CO₂- utslipp avhenger av at det er termisk kraftproduksjon basert på samme brensel som produserer på marginalen både i høy- og lavlast. I simuleringen hvor kvoteprisen økes til 60 Euro/tonn CO₂ blir gasskraft mer konkurransedyktig relativt til kullkraft, hvilket fører til at gasskraft i større grad produserer på marginalen også i lavlast. Inkludering av start- og stoppkostnader i modellen hadde også kunnet påvirke resultatene fra modellsimuleringene.

Jeg har bare i hovedscenarioet valgt å verdsette endringene i CO₂- utslipp som oppstår dersom overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet økes, men å gjøre det samme i de andre scenarioene er enkel regning. Tilslutt vil jeg også nevne (som jeg gjorde i innledningen) at økt overføringskapasitet mellom Norge og kontinentet også vil ha andre effekter i tillegg til miljøeffektene diskutert i denne oppgaven. Eksempler på dette er handelsinntekter, økt forsyningssikkerhet og mer stabile priser mellom årene i Norge osv. Dette kan være av betydelig verdi, og bør være med i en fullstendig analyse av nye kraftkabler til kontinentet.

Litteraturliste

AnalyticalQ (2001): "German electricity market",

<http://www.analyticalq.com/energy/germany/default.htm>, lesedato 10/09-2007.

Crampes, C. og M. Moreaux (2001): "Water resource and power generation",

International Journal of Industrial Organization, Volume 19, Issue 6, May, s. 975-997.

ECN (2006): "Energi i Nederland",

<http://www.energie.nl/index2.html?evn/1998/evn98d013.html>, lesedato 10/09-2007.

ECON Analyse (1999a): "Miljøpolitikk i et integrert kraftmarked", rapport nr. 15/99, Oslo.

ECON Analyse (1999b): "Verdien av effekt", rapport nr. 06/99, Oslo.

ECON Analyse (2002): "Marginal elproduksjon og CO₂-utslipp i Sverige", rapport nr 19/02, Oslo.

ECON Analyse (2003): "Kraftkabel til England? -samfunnsøkonomisk lønnsomhet", rapport nr. 34/03, Oslo.

ECON Analyse (2007): "ECON BID 1.1", rapport nr.11/07, Oslo.

Førsund, F. (2007): *Hydropower Economics*. Springer- Verlag, New York.

Gilbert, R., K. Neuhoﬀ og D. Newbery (2004): "Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Markets", *RAND Journal of Economics*, Volume 35-4, s. 691-709.

Neuhoﬀ, K. (2003): "Integrating transmission and energy markets mitigates market power", working paper, CMI EP 17, University of Cambridge.

Newbery, D. (2001): "Regulating electricity to ensure efficient competition". Department of Applied Economics, University of Cambridge. Paper presented at the CEPR/ESRC Workshop on *The Political Economy of Regulation*, mimeo, London.

Newbery, D. (2002): "Mitigating market power in electricity networks". Department of Applied Economics, University of Cambridge. Paper prepared for the conference *Towards a European Market of Electricity: What have we Learnt from Recent Lessons? Spot Market Design, Derivatives and Regulation* organized by the SSPA Italian Advanced School of Public Administration.

Nord Pool (2007): "Market information",
http://www.nordpoolspot.com/Market_Information/Exchange-information/No442007-Electricity-trading-over-the-NorNed-Interconnector-at-the-end-of-October/, lesedato 10/09-2007.

Norges Naturvernforbund (2000): "Norske gasskraftsverks innvirkning på de nordiske klimagassutslippene", rapport nr. 01/2000,
http://www.naturvern.no/data/f/0/65/92/1_2401_0/1gasskraftverk.pdf, lastet ned 04/05-2007.

NVE (2004): "Kraftoppdekning ved import til Norge",
<http://webb2.nve.no/FileArchive/84/Kopi%20av%20Notat%20kraftimport2.pdf>, lastet ned 20/04-2007.

NVE (2005): "Kvartalsrapport for kraft- markedet", 2. kvartal,
http://www.nve.no/FileArchive/337/Kvartalsrapport%202_kv05.pdf, lastet ned 10/05-2007.

NVE (2007): "Tilsluttet i et normalår",
http://webb2.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=10087, lesedato 20/07-2007.

Offshore.no (2007): "Kvotepris", <http://www.offshore.no/nyheter/sak.asp?Id=17748>, publisert 04/06-2007.

Paul L. Joskow, P.L. og J. Tirole (2000): "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", *RAND Journal of Economics*, Volume 31, No. 3, s. 450-487.

Rosnes, O. (2006): "The impact of climate policies on the operation of thermal power plants". Institutt for økonomi og ressursforvaltning, Universitetet for miljø- og biovitenskap på Ås og ECON Analyse. Forthcoming in the Energy Journal, International Association of Energy Economics.

Sandsbråten, L. og N-H. M. von der Fehr. (1997), "Water on fire: gains from electricity trade", *The Scandinavian Journal of Economics* 99(2), s. 281-97 (Også publisert i R Maria Saleth (ed), *Water Resources and Economic Development, The Management of Water Resources* 3, Cheltenham: Edward Elgar, 2002).

Severin Borenstein, S., J. Bushnell and S. Stoft (2000): "The Competitive Effects of Transmission Capacity in A Deregulated Electricity Industry", *Rand Journal of Economics*, Volume 31, No. 2, s. 294-325.

Statistisk sentralbyrå (2003): "Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftsutbygging", rapport nr. 2003/11, Oslo-Kongsvinger.

Statnett SF (2004a): "Handelsinntekt og systemvirkninger", vedlegg i rapport "Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland", <http://www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Handelsinntekt%20og%20systemvirkninger.pdf>, lastet ned 10/03-2007.

Statnett SF (2004b): "Samfunnsøkonomi", vedlegg i rapport "Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland", <http://www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Samfunnsøkonomi.pdf>, lastet ned 10/03-2007.

Statnett SF (2006): "Nettutviklingsplan for Sentralnettet",
http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202006/Statnett%20Nettutvikling06_ferdig.pdf, lastet ned 12/03-2007.

Statnett SF (2007): "Kraftmarkedet i Norge",
<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1017>, lesedato 27/07-2007.

Store Norske (2001): "Scenarier for lønnsom produksjon",
<http://www.snsk.no/internet/no/Vedlegg/svea%20rapporten/Scenarierhovedrappor.pdf>, lastet ned 13/09-2007.

von der Fehr, N-H., E.S. Amundsen og L. Bergman (2005): "The Nordic Market: Signs of Stress?". European Electricity Liberalisation. Special Issue. I: *Energy journal*, s. 71-98.

Wikipedia (2007): "Ohms Lov", http://no.wikipedia.org/wiki/Ohms_lov, lesedato 02/08-2007.